

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

**PRIVATIZAÇÃO E COMPETITIVIDADE EM ENERGIA:
ELETRICIDADE E GÁS NATURAL**

Amanda Motta Schutze
Nº de matrícula: 9714161-1

Orientadora: Marina Figueira de Mello

Dezembro de 2000

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

**PRIVATIZAÇÃO E COMPETITIVIDADE EM ENERGIA:
ELETRICIDADE E GÁS NATURAL**

“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor”.

Amanda Motta Schutze
Nº de matrícula: 9714161-1

Orientadora: Marina Figueira de Mello

Dezembro de 2000

“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor”.

Agradeço à minha orientadora, Professora Marina Figueira de Mello, que não apenas me ensinou os fatos como também a ter análise crítica sobre os mesmos. Também não poderia deixar de agradecer a minha família, principalmente ao meu pai, Walter Martin Schutze, pelo total apoio no desenvolvimento deste trabalho.

Para o desenvolvimento do capítulo sobre o gás natural no Brasil foi essencial a ajuda de profissionais da Enron. Agradeço ao Francisco Panaro, Roberto Silveira, David Mouta e Alexandre Bueno pelos materiais cedidos e a Valéria Lima pelo incentivo e colaboração no entendimento das questões relacionadas ao mercado de gás natural no Brasil.

ÍNDICE

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO	7
CAPÍTULO II – CARACTERÍSTICAS ECONÔMICAS	10
2.1 – Eletricidade	10
2.2 – Gás Natural	18
CAPÍTULO III – ELETRICIDADE NO REINO UNIDO	22
3.1 – Introdução	22
3.2 – Questões Políticas	25
3.3 – Antecedentes Históricos da Privatização	29
3.4 – Reestruturação e Privatização da Indústria	33
3.5 – Desenvolvimento da Competição e Regulação	42
3.6 – Conclusão	56
CAPÍTULO IV – ELETRICIDADE NO BRASIL	60
4.1 – Introdução	60
4.2 – Questões Políticas	62
4.3 – Antecedentes Históricos da Privatização	64
4.4 – Reestruturação e Privatização da Indústria	75
4.5 – O Modelo da Coopers & Lybrand	79
4.6 – Implementação do Modelo	95
4.7 – Conclusão	101
CAPÍTULO V – GÁS NATURAL NO REINO UNIDO	103
5.1 – Introdução	103
5.2 – Questões Políticas	106

5.3 – Antecedentes Históricos da Privatização	110
5.4 – Reestruturação e Privatização da Indústria	112
5.5 – Desenvolvimento da Competição e Regulação	119
5.6 – Conclusão	134
CAPÍTULO VI – GÁS NATURAL NO BRASIL	136
6.1 – Introdução	136
6.2 – Questões Políticas	137
6.3 – Antecedentes Históricos da Privatização	143
6.4 – Reestruturação e Privatização da Indústria	150
6.5 – Conclusão	168
CAPÍTULO VII – CONCLUSÃO	170
BIBLIOGRAFIA	175

ÍNDICE DE TABELAS, FIGURAS E MAPAS

Figura 2.1 - Linha de Transmissão	16
Figura 3.1 - A nova e a antiga estrutura industrial	34
Tabela 4.1 - Atividades e Principais Empresas do Setor Elétrico Brasileiro	61
Gráfico 4.1 - Participação das regiões no consumo mensal de energia elétrica	62
Tabela 4.2 - Capacidade instalada das usinas elétricas – 1995	67
Gráfico 4.2 - Investimentos históricos do setor elétrico 1980/97	72
Figura 4.1 - Modelo comercial	83
Figura 4.2 - Alocação dos contratos iniciais	87
Tabela 4.3 - Processo de Privatização do Setor elétrico Brasileiro	99
Tabela 5.1 - Perda da Participação no Mercado da BG – 1990/96	129
Tabela 6.1 - Distribuidoras de gás natural	137
Tabela 6.2 - Evolução das Reservas de Gás no Brasil	140
Tabela 6.3 - Evolução da Produção de Gás no Brasil	140
Mapa 6.1 - Usinas Termelétricas e Gasodutos no Brasil	142
Tabela 6.4 - Estrutura de utilização de gás natural no Brasil	143
Tabela 6.5 - Evolução da Produção de Gás Natural no Brasil	146
Tabela 6.6 - Número Total de Consumidores da Petrobrás – 1992	146
Tabela 6.7 - Composição Acionária	149
Figura 6.1 - Modo de Organização da Indústria do Gás Natural no Brasil até 1988	152
Figura 6.2 - Modo de Organização da Indústria do Gás Natural no Brasil nos anos 90	153
Mapa 6.2 - Distribuidoras de gás no Brasil	155
Quadro 6.8 - Autorizações Válidas para Importação de Gás Natural –1998/2000	164

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

O Brasil está passando por uma transição econômica do modelo de crescimento impulsionado pelo Estado, para o crescimento impulsionado pelo mercado. As privatizações fazem parte desta transição. Com estas, espera-se substituir um ambiente onde a maioria das empresas são altamente endividadas, com resultados fracos e baixos níveis de investimento por um ambiente competitivo.

Já pode ser observado com algumas privatizações realizadas no setor elétrico que além de uma grande geração de receita, houve grande atração do capital estrangeiro e o início do surgimento de um ambiente competitivo.

Espera-se que a privatização também melhore os serviços oferecidos ao consumidor final, diminua os custos de produção e aumente a produtividade dos setores envolvidos. O aumento do grau de eficiência é a razão da privatização.

O setor de gás é caracterizado por quatro estágios: produção, transmissão, distribuição e oferta final. Já o setor elétrico envolve cinco estágios: oferta de matéria prima energética (combustíveis fósseis como carvão, gás e óleo, combustíveis nucleares e

renováveis como a água), geração, transmissão, distribuição, e oferta para consumidores finais.

Nos dois setores tanto a transmissão como a distribuição tem características de um monopólio natural em qualquer região. Um monopólio natural ocorre quando o custo de produção unitário diminui a medida que aumenta a escala de produção (retornos crescentes de escala), reduzindo ou eliminando a margem de concorrência. Para solucionar este problema, o governo ou oferece o bem ou serviço, ou regula os monopólios privados.

Com a privatização uma empresa reduz seus custos e se devidamente regulada, produz uma quantidade de bens ou serviços eficiente. O objetivo da regulação é aumentar o bem estar econômico através de um aumento da eficiência alocativa. O regulador tem que fazer uma regra que simule a operação do mercado competitivo.

Hoje existe a necessidade de se completar a legislação e a regulação definitiva do setor elétrico e de gás natural.

Estamos vivendo no Brasil o problema da oferta de energia. O crescimento do consumo de eletricidade superou os índices previstos: de janeiro a maio deste ano aumentou 4,2%, de acordo com os últimos dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). As projeções iniciais do planejamento apontavam para um crescimento de 3,7% para todo o ano corrente. Existem dúvidas em relação à capacidade da oferta atender ao consumo em 2001 aos níveis atuais de preços.

Para evitar a falta de energia nos próximos anos, o governo federal lançou em janeiro deste ano o programa emergencial de usinas termelétricas. Este programa teve a adesão de sessenta e dois grupos de investidores, que reunidos em consórcios, apresentaram quarenta e nove projetos. Juntos, até 2004 os empreendimentos previstos poderão agregar cerca de 15 mil MW à capacidade instalada no país, hoje próxima a 63 mil MW¹.

A demanda por gás natural também está crescendo e vai continuar na medida que as concessionárias expandam suas redes de distribuição, de que exista interesse dos consumidores em converter suas instalações e as termelétricas entrem em operação. Como as reservas brasileiras não são suficientes para atender a previsão de crescimento da demanda, foi construído o gasoduto Bolívia-Brasil e em complemento a este, o gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, que traz gás natural da Argentina.

Regular de maneira adequada esses dois setores a fim de promover a competição, tornou-se essencial para o desenvolvimento do Brasil.

Como o Reino Unido é pioneiro na privatização dos setores de eletricidade e gás natural, tal exemplo será utilizado como comparação ao caso brasileiro.

¹ Gazeta Mercantil 21/06/00.

CAPÍTULO II – CARACTERÍSTICAS ECONÔMICAS

2.1 - Eletricidade

A eletricidade é um produto que é geralmente não estocável. E sua demanda flutua pela hora do dia, pela época do ano, quando as condições climáticas variam e aleatoriamente. A oferta também é sujeita a imprevistos naturais. No entanto, o equilíbrio entre oferta e demanda precisa ser mantido continuamente no sistema. Essa combinação de circunstâncias pode gerar problemas consideráveis para a organização do fornecimento de energia elétrica.

O fornecimento de energia envolve cinco estágios de produção:

1. oferta de matéria prima de energia
2. geração
3. transmissão
4. distribuição
5. oferta para consumidores finais

As principais matérias-primas para energia são combustíveis fósseis (carvão, gás, óleo e orimulsão), combustíveis nucleares e renováveis (energia da água, solar, eólica e de biomassa).

Todas as principais fontes de energia envolvem custos relativos ao meio ambiente de um tipo ou de outro. Além da questão do esgotamento dos recursos, a queima de combustíveis fósseis causa emissão de poluentes, notavelmente o dióxido de carbono, o dióxido de enxofre e o óxido de nitrogênio.

No Reino Unido a Indústria de Oferta de Eletricidade (ESI - Electricity Supply Industry) é a principal produtora de CO₂ e SO₂ e somente o setor de transporte emite mais NO_x. É necessário que essas emissões sejam controladas por causa do efeito estufa e da chuva ácida. Um controle eficiente da poluição envolve uma combinação de investimentos de capital para extrair poluentes (exemplo: equipamento de dessulfuração e usina de carvão limpa), a substituição de combustíveis "sujos" (como tipos de carvão) por tecnologia limpas (como gás e combustíveis não fósseis) e talvez uma diminuição do consumo de eletricidade.

A catástrofe ambiental como consequência de um acidente nuclear como Chernobyl é visível. O risco de um acidente em um sistema como o da França, onde 77,4% do abastecimento é nuclear (no Brasil este valor é de 0,7%)², é muito debatido: como é a segurança do reprocessamento do combustível natural e a disposição do lixo tóxico. Porém, medidas de segurança geram enormes custos para as estações nucleares. A usina

hidrelétrica evita estes problemas ambientais já que realiza uma transformação limpa do recurso energético natural, mas ela pode impor custos em termos de danos ecológicos além de estragar a paisagem natural do rio.

Em adição aos custos dos combustíveis, a geração de eletricidade é intensiva em capital e os investimentos são irrecuperáveis. A intensidade do capital varia entre as fontes de energia. A energia nuclear envolve os maiores custos fixos de capital e o mais longo tempo de retorno do investimento. Os custos de operação são proporcionalmente baixos significando que é eficiente fazer funcionar estações nucleares continuamente - elas são usinas de carga básica. O gás, por outro lado, costuma ser a fonte de combustível mais cara, mas com a menor proporção de custos fixos-variáveis. Ele é usado em primeiro lugar para suprir picos de demanda. Em respeito a proporção de custos fixos-variáveis, o carvão estava entre o combustível nuclear e o gás, com estações de carvão funcionando exceto em tempo de baixa demanda. A frase está no passado porque considerações de custos ambientais e a nova tecnologia da turbina de gás de ciclo combinado (combined cycle gas turbine - CCGT) tem aumentado a eficiência do gás em relação ao carvão. Qual é mais eficiente à margem é uma questão controversa.

Um sistema eficiente irá tipicamente conter um mix de tipo de usinas. A variabilidade da demanda, os custos relativos da energia (incluindo custos ambientais) e o custo de capital são os principais determinantes do mix ótimo. Em vista de mudanças das circunstâncias, dos custos irrecuperáveis e do longo tempo de retorno do investimento associado com a construção da estação energética, o mix atual irá geralmente diferir do que

² Fonte: www.eletrobras.gov.br

era ótimo antes. Um bom sistema de incentivos ao investimento irá encorajar o movimento para o mix ótimo.

No curto prazo, a oferta de eletricidade é limitada pela capacidade máxima das estações de energia. Para uma oferta segura é preciso que a capacidade total exceda a demanda esperada com uma margem para permitir incertezas. Existem custos iniciais sempre que a estação é ligada, por isso é melhor mantê-la funcionando quando não está produzindo do que desligar a estação e ligá-la de novo. Em todo caso, o sistema de segurança tem a necessidade de alguma usina estar ligada e pronta para atender requerimentos de demanda súbitos. Então uma estação de energia que não está produzindo eletricidade correntemente (mas está ligada) pode ainda estar ofertando uma valiosa eletricidade para opção futura de compra.

No longo prazo, tanto a teoria como a evidência indicam retornos crescentes em níveis baixos de produção e aproximadamente retornos constantes em níveis altos. Unidades geradoras muito pequenas são ineficientes, mas estimativas razoáveis sugerem que a escala mínima eficiente para geração de energia com combustível fóssil é por volta de 400 megawatts de capacidade (talvez menos para alguma usina CCGT). A escala mínima eficiente para geração com energia nuclear parece ser ao menos o dobro do que a geração com combustíveis fósseis. Para por estes números numa perspectiva, a capacidade total da Inglaterra e Wales é algo em torno de 60.000 MW.

Eletricidade é caro para transportar, e portanto o padrão e tamanho da usina que é mais eficiente depende de considerações da demanda como também da oferta. Isso leva

para o assunto da transmissão e sua relação próxima com a geração. Transmissão é intensivo em capital, e os custos são irrecuperáveis. É uma atividade com características de monopólio natural no sentido que duplicar os cabos entre duas localidades será geralmente ineficiente, e a otimização generalizada da rede é necessária.

Eletricidade não é transmitida no sentido que a eletricidade é vendida pelo gerador G para o comprador C movendo a da localização de G para a de C (neste aspecto é como o gás). G oferta alguma energia no sistema local em um nóculo do sistema, e C retira alguma energia em outro local. Não há um comércio físico direto. Então a qualquer hora existem fornecedores no sistema de geradores em numerosos nóculos e retiradores destes por consumidores em um vasto número de outros nóculos. Fluxos de energia não podem ser dirigidos ao longo de trajetos específicos no sistema de transmissão. Eles são alocados pela natureza de acordo com as leis da física.

É essencial que o equilíbrio entre a oferta e a demanda seja mantida continuamente ao longo do sistema. Caso contrário, perdas de energia não-localizadas, como blecautes, acontecem. No Brasil as quedas ocorrem em seqüência, se ocorre um blecaute em um nóculo da rede, este retira energia do nóculo mais próximo, se este também não tiver energia suficiente ocorre um blecaute naquela região e assim sucessivamente. Esta necessidade primordial por equilíbrio elétrico exige extrema coordenação minuto por minuto entre geração e transmissão. Esta é a maior razão porque as duas atividades são integradas verticalmente. Se economias de abrangência entre elas são grandes o suficiente, então geração e transmissão devem juntamente ter custos com características de monopólio natural, embora a geração por si só não tenha. A questão central para a política estrutural,

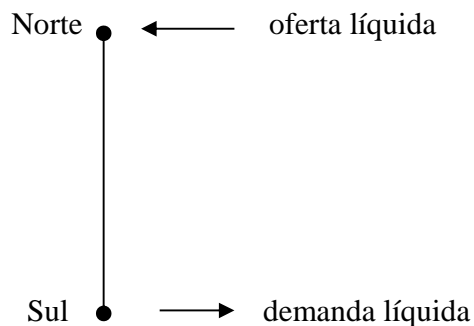
assim, é se os ganhos da competição na geração ultrapassa os custos de qualquer perda na coordenação entre geração e transmissão. Esta parte depende de quão bem este evento de desintegração pode ser coordenado.

Em adição aos custos de construir e manter a capacidade de transmissão, o maior elemento do custo da transmissão é a perda de energia. A taxa da perda é uma função crescente (aproximadamente quadrática) do fluxo líquido de energia ao longo das linhas de transmissão. Visto que fluxos líquidos são o que importa para perdas, a oferta de energia em alguns nós na rede irá reduzir, em vez de aumentar, as perdas. No simples exemplo de dois nós na figura 2.1a, na qual o fluxo líquido é do norte para o sul, uma oferta incremental no N irá adicionar, talvez consideravelmente, perdas, ao passo que uma oferta incremental no S irá reduzi-las. Demandas adicionais afetarão perdas similarmente mas com o sinal oposto do curso. A eficiência total portanto requer que diferenças em preços locais levem em conta as perdas incrementais. No exemplo dado, produtores e consumidores no N deverão enfrentar adequadamente preços mais baixos que estes no S, em termos de eficiência.

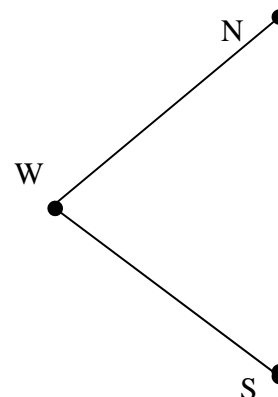
No curto prazo, o limite da capacidade de transmissão pode restringir o fluxo de energia e conseqüentemente a capacidade total do sistema. Suponha que no exemplo geradores do norte são muito mais eficientes do que os do sul, apesar das perdas. Se a capacidade de transmissão norte-sul é limitada, de qualquer modo, parte da demanda do sul deve ter que ser satisfeita por geradores ineficientes do sul. O degrau de competição que eles enfrentam do norte pode ser limitado correspondentemente.

Figura 2.1 –Linha de Transmissão

2.1 a



2.1 b



Em um sistema mais complexo - ainda um tão simples como o exemplo na figura 2.1b - oferta/demanda no nó W pode afetar a capacidade de transmissão entre N e S com as perdas. (Lembre que o fluxo de energia não pode ser direcionado). Em geral, assim, o preço ótimo em qualquer nó depende não somente do custo marginal em gerar eletricidade mas também do efeito das perdas no sistema total pela oferta/demanda incremental daquele nó.

Companhias de distribuição regionais pegam energia dos nós na rede de transmissão nacional a níveis de alta tensão e através de transformadores reduzem a tensão para níveis apropriados para o uso industrial e doméstico. A distribuição, como a transmissão é caracterizada por ser capital-intensiva, por custos irrecuperáveis e por condições de custo de monopólio natural em qualquer área dada: duplicação de redes é ineficiente. A distinção entre transmissão e distribuição é que a primeira é de alta tensão e tem alcance nacional, enquanto a última é regional e local.

O fornecimento varejista de eletricidade para consumidores finais tem sido feito geralmente por companhias de distribuição nas suas respectivas áreas, contudo alguns grandes compradores industriais tem comprado diretamente das redes de transmissão. Porém, embora a distribuição de eletricidade para o comprador na região A deve ser via cabos da companhia de distribuição da região A, não há razão econômica para que outros aspectos do fornecimento de varejo sejam também providenciados por esta companhia. A aquisição de potência em grandes quantidades de energia (bulk power), marketing, faturamentos, e tudo mais, pode, pelo menos em princípio, ser executado por companhias de geração, companhias de distribuição de outras regiões ou varejistas independentes. Dadas condições próprias de um terceiro ter acesso para transmissão e distribuição, o fornecimento varejista é potencialmente competitivo, sem características de monopólio natural. Contudo, os pequenos compradores das companhias de distribuição regionais são efetivamente aprisionados, a não ser que a tecnologia de medição seja sofisticada o suficiente para permitir competição. O alto custo da instalação do medidor é um custo significativo em relação a necessidade de eletricidade dos pequenos usuários.

Para resumir, as características econômicas da oferta de eletricidade incluem não estocagem e variação da demanda; custos ambientais e sociais associados com as principais matérias-primas de energia; capital-intensivo e custos irrecuperáveis em toda indústria; monopólio natural nas atividades de transporte de transmissão e distribuição, mas não na geração ou no fornecimento varejista; e a necessidade de uma coordenação muito próxima, especialmente entre geração e transmissão.

2.2 – Gás Natural

A indústria de gás é caracterizada por quatro estágios de produção:

1. produção
2. transmissão
3. distribuição
4. oferta aos consumidores finais

O gás natural pode ser extraído ou produzido. Na Inglaterra isto é realizado principalmente por companhias de petróleo que operam na UKCS (United Kingdom Continental Shelf). A produção não tem características de monopólio natural. O custo marginal do gás extraído aumenta com o tempo já que as jazidas mais acessíveis são exploradas primeiro. Uma vez extraído, o gás é transmitido para a “cabeça de praia” (*beachhead*). Ele então entra nas redes de transmissão nacional e regionais de alta pressão e nos gasodutos de distribuição regionais, onde a pressão é reduzida.

Tanto a transmissão como a distribuição tem características de monopólio natural em qualquer região. Os custos dos gasodutos são irrecuperáveis, assim é ineficiente ter redes competidoras, embora algumas limitadas passagens secundárias de rede possam ser eficientes para novos consumidores. O fornecedor varejista de gás tem que compra-lo dos produtores, move-lo através das redes de transmissão e distribuição e vende-lo para os consumidores finais. Em adição, o fornecedor às vezes precisa de acesso a instalações de estocagem para ajuda-lo a atender a demanda de pico. Se o acesso a rede transportadora

puder ser obtido por companhias de gasodutos, então poderá haver muitos fornecedores competindo. Havendo acesso a rede transportadora, a oferta de gás para o consumidor final é potencialmente competitiva. Os custos irrecuperáveis na oferta são pequenos. Os principais ativos são o capital de giro e os contratos com produtores e consumidores que podem ser revendidos no final. Se existem muitos fornecedores competindo, uma firma que está saindo pode vender seus contratos a preços perto do custo de reposição. Além disso, quando existem muitos fornecedores, uma conspiração implícita no mercado será mais difícil de sustentar. Sendo o gás uma *commodity* homogênea, a competição no preço ofertado é provavelmente grande. Fornecedores podem, no entanto, oferecer contratos diferenciados para consumidores com variações no volume de bombeio e no alcance do preço sazonal.

A demanda por gás é sazonal e aleatória, com a demanda nos dias frios sendo cinco vezes maior que nos dias de verão. Então, qualquer fornecedor de gás precisa de mecanismos para lidar com a variabilidade da demanda. Um mecanismo é variar o montante de gás comprado dos produtores. A segunda opção é usar instalações de estocagem temporariamente. A British Gas (BG) utiliza a jazida Rough, que não está mais em operação, como um local de estocagem sazonal. É uma jazida próxima já esgotada que é abastecida durante os meses de verão e é descarregada no pico do inverno. Seu fluxo máximo é de 10% da demanda total de um dia de pico. Ofertas emergenciais na Inglaterra vem do gás de cavidades salgadas em Humberside e do gás natural liquefeito (GNL)³. Dias de demanda de pico são cobertas por detentores de gás local e por canos abastecidos

³ O GNL viabiliza o transporte do gás natural através de grandes distâncias utilizando navios metaneiros já que ocupa volume 600 vezes menor que a mesma massa de gás natural em seu estado usual.

(aumenta-se a pressão nos canos de transmissão durante os períodos de baixa demanda para estocar gás no sistema de transmissão). O terceiro modo para administrar grandes quantidades de pico é oferecer contratos aos consumidores que são preparados para ter suas ofertas interrompidas nos dias de pico de demanda em troca de um preço unitário mais baixo. Os consumidores “interruptíveis” são tipicamente consumidores industriais que usam o gás para aquecer e tem fontes alternativas de combustível. Tal medida é uma opção para reduzir a necessidade de instalações de estocagem caras, mas sua viabilidade depende da tecnologia de medição disponível. Para a maioria das famílias, tal acordo de preço não é possível por causa do custo do medidor que é necessário.

O gás enfrenta alguma competição com os combustíveis alternativos, incluindo óleo, GLP⁴, eletricidade e carvão. As elasticidades da demanda são baixas no curto prazo nos mercados onde os consumidores fizeram investimentos irrecuperáveis nos sistemas de aquecimento central, embora eles tendam a ser consumidores maiores, tipicamente firmas industriais, que podem rapidamente e sem grandes custos desviar para combustíveis alternativos. Elasticidades de longo prazo são mais altas, mas a evidência não sugere que esta competição entre combustíveis a um nível agregado seja forte.

Para resumir, as características econômicas da oferta de gás natural incluem a capacidade de estocagem e a variabilidade da demanda; capital-intensivo e custos irrecuperáveis em toda indústria; e monopólio natural nas atividades de transporte de transmissão e distribuição, mas não na produção ou no fornecimento varejista. A oferta de

⁴ GLP – Gás liquefeito de petróleo. Mais conhecido como gás de botijão

gás natural aos consumidores finais pode ser competitiva se os fornecedores varejistas tiverem acesso a rede transportadora.

CAPÍTULO III- ELETRICIDADE NO REINO UNIDO

3.1- Introdução

Segundo Armstrong, Cowan e Vickers (1994) na Inglaterra e no País de Gales existem três grandes geradoras (National Power, PowerGen e Nuclear Electric), uma companhia de transmissão (National Grid Company) e doze companhias regionais de distribuição e oferta de eletricidade. As atividades de geração e transmissão são separadas. A companhia de transmissão (NGC) é de propriedade das doze empresas privadas de distribuição. Há competição somente nas atividades de geração e fornecimento. As companhias de distribuição regionais (REC) competem entre si e com as geradoras para ofertar para grandes consumidores, mas cada uma tem monopólio para ofertar para os pequenos consumidores de sua área. Um número cada vez maior de produtores de energia independentes estão entrando na geração com plantas de CCGT, freqüentemente em conjunto com as companhias de eletricidade regionais, mas a participação destas não excede 15% do total. Existem também importações de eletricidade via interconexões com a Escócia e a França.

Na Escócia existem duas companhias regionais integradas verticalmente, a Scottish Power e a Scottish Hydro-Electric, e uma companhia geradora nuclear, a Scottish Nuclear, que fornece energia às outras duas. A transmissão e a distribuição é feita pela Scottish Power no sul e pela Scottish Hydro-Electric no norte.

Na Irlanda do Norte existem duas geradoras concorrentes e uma delas, a Northern Ireland Electricity, também realiza as etapas de transmissão, distribuição e oferta.

Na Inglaterra e no País de Gales, os usuários de eletricidade que consomem acima de 100 KWh podem escolher seus fornecedores. Os fornecedores compram eletricidade do *pool* ou via contratos e pagam pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Os fornecedores são principalmente as companhias regionais de distribuição e os geradores com licença de fornecer diretamente a grandes usuários. Na Escócia, há competição no fornecimento, mas a Scottish Power e a Scottish Hydro-Electric são as principais fornecedoras. Na Irlanda do Norte, há competição no fornecimento, mas a Northern Ireland Electricity domina o mercado.

Com exceção dos geradores nucleares todas as empresas de eletricidade do Reino Unido são de propriedade privada. No momento atual, a contribuição de cada empresa na geração de energia elétrica no Reino Unido é a seguinte⁵:

- 1) National Power - 35%;
- 2) PowerGen - 25%;

- 3) Nuclear Electric, companhia estatal - 13%;
- 4) National Grid Company (NGC) - 3% da capacidade de geração sob a forma de uma usina de bombeamento;
- 5) Scottish Power e a Scottish Hydro-Electric - 11%;
- 6) Scottish Nuclear, empresa estatal - 3,5%;
- 7) Na Irlanda do Norte: Ballylumford Power Ltd. - 1.5%; Coolkeeragh Power - 0.6%; e Nigen Ltd. - 1,3%; e
- 8) O restante (6,1%) é de propriedade de um número crescente de geradores independentes que operam, basicamente, usinas a gás (CCGT).

No Reino Unido em 1992, 304 terawatts horas (TWh) de eletricidade foram ofertados, as importações líquidas foram de 17 TW, as perdas foram de 28 TWh e o consumo foi de 293 TWh. De 1988 a 1992, o crescimento foi de 7%. O valor da eletricidade ofertada através do sistema de distribuição foi de £17 bilhões. Existem mais de 25 milhões de consumidores.

A capacidade total em março de 1993 era de 65 GW, da qual as maiores companhias geradoras produziam 61 GW. A porcentagem estimada das matérias-primas na geração de eletricidade na Inglaterra e no País de Gales em 1992-93 era de 66% carvão, 20% nuclear, 5% óleo e orimulsão, 1% gás e 8% eletricidade importada da França e Escócia.

⁵ Villela e Maciel (1999)

3.2- Questões Políticas

Tendo em vista as características econômicas da indústria, especialmente a necessidade de uma coordenação muito rígida entre geração e transmissão, uma política de monopólio verticalmente integrado – uma hierarquia administrativa em vez de qualquer tentativa de ter mercados competitivos – tem alguns atrativos. A companhia integrada em geração/transmissão operaria aquelas unidades geradoras que atingissem a demanda ao custo mínimo a cada momento, levando-se em conta as restrições e perdas na transmissão. A longo prazo, o investimento em geração e transmissão seria planejado de forma a resultar no balanço ótimo e na capacidade de atender a demanda potencial com uma razoável segurança do suprimento. Ao menos esta é a teoria

Mas este esquema não daria espaço para a competição e seus incentivos não seriam transferidos para a geração. Uma variante na política de monopólio verticalmente integrado é manter a integração da principal empresa geradora/transmissora, mas liberalizar a geração, ao menos parcialmente. Uma forma de liberalização é requerer que a empresa integrada procure cotações competitivas de geradoras independentes quando for expandir a sua própria capacidade de geração e permitir que ela somente expanda a sua própria capacidade se a mesma apresentar custos menores que as cotações concorrentes. Se a empresa integrada favorecer a geração própria de maneira anti-econômica, ela seria penalizada, por exemplo, não podendo repassar os custos extras aos preços dos consumidores.

Outra forma de liberalização, a qual vai mais à frente por permitir que empresas independentes tenham acesso a companhias de distribuição ou mesmo a consumidores e daí combinando a liberalização de geração com alguma liberalização de suprimentos por atacado ou a varejo, seria permitir o acesso de uma terceira parte à rede de transmissão integrada da empresa. Como em outros tipos de indústrias, os termos de acesso são cruciais para a efetividade da competição.

Finalmente e de forma mais radical existe a opção da separação vertical entre geração e transmissão. Isto permite uma quebra horizontal na geração assim como a liberalização e é a política potencialmente mais competitiva, embora dependa muito da implementação na prática. Mas a tecnologia de fornecimento de eletricidade não permite que ligações entre a geração e a transmissão sejam simplesmente cortadas devido à necessidade de uma coordenação operacional íntima. Existem também pressões econômicas para ligações verticalizadas por meio de contratos se não por co-propriedade, mas isto poderia enfraquecer uma política de separação vertical.

Existem várias formas conceituais de competição com separação vertical entre geradoras. Uma possibilidade é a competição contratual – geradores competindo para fornecer à rede de transmissão sob contratos de longo prazo. Tal fato poderia oferecer uma segurança razoável contra riscos aos geradores e à rede de transmissão mas tenderia a ser pesado e ineficiente ex post devido a que os acontecimentos podem ocorrer de tal maneira que os geradores contratados para suprir em determinados momentos particulares não sejam os mais eficientes (embora o grau de comercialização dos contratos possa minorar este problema). Não estando familiarizado com o grau de complexidade das especificações

contratuais e seu cumprimento, o operador da rede teria que delegar uma considerável autonomia (autoridade) aos geradores para que estes possam lidar com contingências de curto prazo.

No outro extremo existe a possibilidade de haver um mercado *spot* de eletricidade e competição de preços digamos de meia em meia hora. Isto diminui alguns dos problemas da competição por contratos de longo prazo, embora o operador da rede ainda necessite obviamente de autoridade a curto prazo, mas tem baixas propriedades de risco, especialmente porque as características econômicas da eletricidade fazem com que a volatilidade dos preços *spot* seja inevitável. Entretanto, um mercado *spot* pode ser combinado com contratos de longo prazo para acobertar estes riscos. Isto é essencialmente o que o novo sistema na Inglaterra e no País de Gales significa. Existe um número de *commodities* que são comercializadas em mercados *spot* e para as quais também há mercados para contratos padrão de longo prazo tais como contratos em adiantamento, a futuro e por opção. Em princípio o mesmo poderia acontecer para eletricidade no atacado e uns poucos “Acordos de Adiantamento de Eletricidade” tem sido comercializados.

A integração vertical entre transmissão e distribuição é comum mas não é tecnológica ou economicamente necessária. Há poucas razões para esperar economias geográficas de abrangência entre atividades de distribuição em diferentes regiões. A competição por desempenho torna atrativa a opção de separação regional e também torna possível a competição no fornecimento a varejo entre companhias regionais. A integração vertical simples entre transmissão e distribuição é incompatível com a separação regional, porque a transmissão é naturalmente monopolística em grandes áreas que contém diversas

regiões. Mas uma alternativa é a propriedade conjunta da rede por companhias de distribuição regional e este é o novo sistema na Inglaterra.

Outro ponto importante relativo à estrutura vertical das companhias de distribuição regional é se, e se assim for, até que ponto lhes é permitido gerar energia para si próprias. As opções variam desde o *laissez-faire* até um banimento total ou parcial, com concorrência competitiva obrigatória e/ou uma auditoria reguladora de compras econômicas como alternativas adicionais.

Em relação ao regulamento de conduta, a primeira questão é sobre a abrangência do controle de preços. A regulação da transmissão, distribuição e suprimento para consumidores a varejo cativos é necessária devido ao monopólio natural. Mas é menos claro se a geração e fornecimento a grandes consumidores necessitam de regulação – depende muito se as políticas de liberalização e reestruturação criam condições para uma competição efetiva.

Segundo, existe a questão de repassar os custos. Isto é difícil em suprimento de eletricidade devido à componente geração do custo, que representa mais que a metade do total, que tende a ser volátil, pelo menos se eletricidade é comercializada num mercado *spot*. Desta forma a troca entre minimizar os riscos encontrados pelas companhias fornecedoras reguladas (que podem procurar proteger a si próprias iniciando relacionamentos de longo prazo com geradores) e maximizar seus incentivos para comprar eletricidade de forma competitiva é particularmente difícil. Entretanto, os requisitos de auditorias reguladoras e/ou processos licitatórios podem suavizar um pouco o último

problema e elementos de competição por desempenho podem ser introduzidos se o fornecimento regulado a varejo tiver uma estrutura regional.

Terceiro, existem vários aspectos importantes de estrutura de preços. A importância para a eficiência de diferenças de preço espaciais em transmissão já tem sido mencionada. Até o ponto em que a medição permite, a formação de preços hora-do-dia ou anual é altamente desejável uma vez que o deslocamento de alguma demanda de pico gera economia em custos de capital. O ponto é se a regulação de preços será de tal forma que crie bons incentivos com respeito a estrutura de preços. Uma vez que a eletricidade tem uma unidade natural de medida (quilowatt/hora), a regulamentação sobre a receita média é relativamente simples de aplicar. Mas custos marginais diferem grandemente ao longo do dia/ano e a regulação sobre a receita média pode criar incentivos excessivos para reduzir as demandas de pico. Existe também o perigo que a regulação aplicada a um preço médio ou a um índice de preços que inclui parcelas competitivas tanto como serviços monopolísticos – por exemplo, tarifas de fornecimento para ambos consumidores grandes e pequenos – possa distorcer a competição.

Estas são apenas algumas das questões sobre regulação de monopólios que surgem no fornecimento de eletricidade.

3.3 - Antecedentes Históricos da Privatização

A complexidade do sistema de energia elétrica no Reino Unido antes da privatização torna necessária uma revisão sumária para que se possa compreender a

reestruturação realizada e que levou à situação antes descrita, assim como ao esquema regulatório adotado.

Antes da nacionalização em 1947 existiam várias centenas de fornecedores locais de eletricidade, consistindo de empreendimentos municipais e de empresas privadas regulamentadas. A nacionalização, além de ter tornado toda a indústria estatal, também trouxe uma estrutura muito centralizada com uma Agência Central de Eletricidade (CEA) sendo responsável pela geração e suprimento de eletricidade no atacado e tendo controle sobre quatorze Diretorias de Área Regionais (Regional Area Boards).

A reorganização subsequente na Escócia levou a um sistema com duas companhias independentes verticalmente integradas – a Direção de Eletricidade do Sul da Escócia (SSEB) e a Direção Hidroelétrica do Norte da Escócia (NSHEB). O Ato da Eletricidade de 1957 deu mais autonomia às doze Diretorias de Área na Inglaterra e no País de Gales e montou a Diretoria Central de Geração de Eletricidade (CEGB) para a geração e a transmissão. Um Conselho da Eletricidade foi estabelecido como um foro político para a indústria, em lugar do CEA, mas nenhum organismo regulador independente foi criado, e o controle ministerial continuou. Em suma, a geração e a transmissão foram verticalmente separadas da distribuição e do suprimento, embora dentro de uma estrutura global coordenada. A CEGB fornecia energia por atacado às Diretorias de Área nos termos da Tarifa de Fornecimento por Atacado (BST), uma estrutura administrativa de preços.

A indústria foi influenciada pela política geral a favor das indústrias nacionalizadas nos anos 60 e 70. Princípios de formação de preços baseada em custos marginais foram

adotados e existiam subsídios implícitos à protegida indústria britânica do carvão. No final dos anos 70 e nos anos 80, quando começaram a ocorrer limitações financeiras exigiu-se da indústria a geração de grandes transferências de caixa para o Tesouro Nacional, o que provocou significativos aumentos de preços pouco antes da privatização.

A Comissão de Monopólios e Fusões (MMC) conduziu auditorias eficientes da indústria. Adicionalmente ao recém mencionado subsídio implícito ao carvão, a MMC relatou que os principais problemas relacionados ao investimento, especialmente os tempos de construção de unidades e a avaliação de custos e investimentos e a eficiência operacional aparentavam ser razoavelmente bons.

Uma medida importante de reforma de regulamentação antes da privatização foi o Ato de Energia de 1983. Este Ato removeu o monopólio legal sob a geração previamente usufruída pela CEGB. A acesso de terceiros à transmissão e à distribuição foi aberto (mas em termos vagos) e as Diretorias de Área foram solicitadas a publicar tarifas refletindo seus custos evitáveis, aos quais elas comprariam de geradores privados. Durante os acontecimentos não surgiu nenhuma competição significativa e o episódio dá uma lição objetiva de como somente a liberalização pura e simples não cria necessariamente as condições para uma competição efetiva. Primeiro, não há uma regulamentação efetiva dos termos de acesso à rede. Segundo, a CEGB mudou a estrutura do BST, aumentando as tarifas fixas a serem pagas pelas Diretorias de Área e reduzindo o custo unitário da energia fornecida por atacado. Desde que os custos evitáveis das Diretorias de Área dependem deste último elemento, os preços de compra oferecidos aos fornecedores privados tem que cair correspondentemente. O surgimento deste movimento simples de coação ocorreu sem

controle. Em resumo, havia uma regulamentação inadequada para a competição. Ao tempo da eleição de 1987, as políticas para liberalizar o mercado eram limitadas em seu escopo e tinham pouco efeito prático.

O Manifesto Conservador durante a eleição afirmou a intenção de privatizar a ESI (Indústria de Oferta de Eletricidade) e em Fevereiro de 1988 as propostas básicas para a reforma estrutural foram anunciadas no *White Paper Privatising Electricity*. Maiores questões teriam que ser solucionadas no próximo ano ou nos dois próximos, incluindo as seguintes :

1. Como a geração e a transmissão coordenariam as suas atividades quando verticalmente separadas ?
2. Como poderiam ser regulamentadas as partes da indústria ?
3. Quais contratos (p. ex. com a British Coal) seriam estabelecidos ?
4. A competição (p. ex. no suprimento a varejo) seria restringida ou totalmente liberada ?

A estrutura institucional para a regulamentação na ESI é a grosso modo similar àquela utilizada para outras privatizações de infra-estrutura econômica. O Ato de Eletricidade de 1989 permitiu à privatização tomar lugar e estabeleceu o posto de Diretor Geral de Fornecimento de Eletricidade (DGES) e o Escritório de Regulamentação de Eletricidade (Offer). A regulação de preços adotada foi pelo preço máximo RPI – X e os poderes regulatórios são divididos entre o Diretor Geral, o Secretário de Estado e o MMC.

O Ato dá ao Secretário de Estado e ao DGES tarefas gerais para verificar se todas as demandas razoáveis são atingidas, para certificar que os licenciados podem financiar suas atividades autorizadas e para promover a competição em geração e suprimento. Eles tem outras tarefas para proteger os interesses dos consumidores, para promover a eficiência e o setor de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), para certificar a segurança operacional e para levar em consideração considerações ambientais. Os detalhes da regulação estão contidos nas licenças emitidas sob o Ato, as quais são emitidas pelo DGES sob a autoridade do Secretário de Estado. Existem licenças distintas para geração, para geração nuclear, transmissão, fornecimento público de eletricidade (incluindo a distribuição e o fornecimento a varejo) e para a terceira parte (isto é, competição em fornecimento contra companhias regionais).

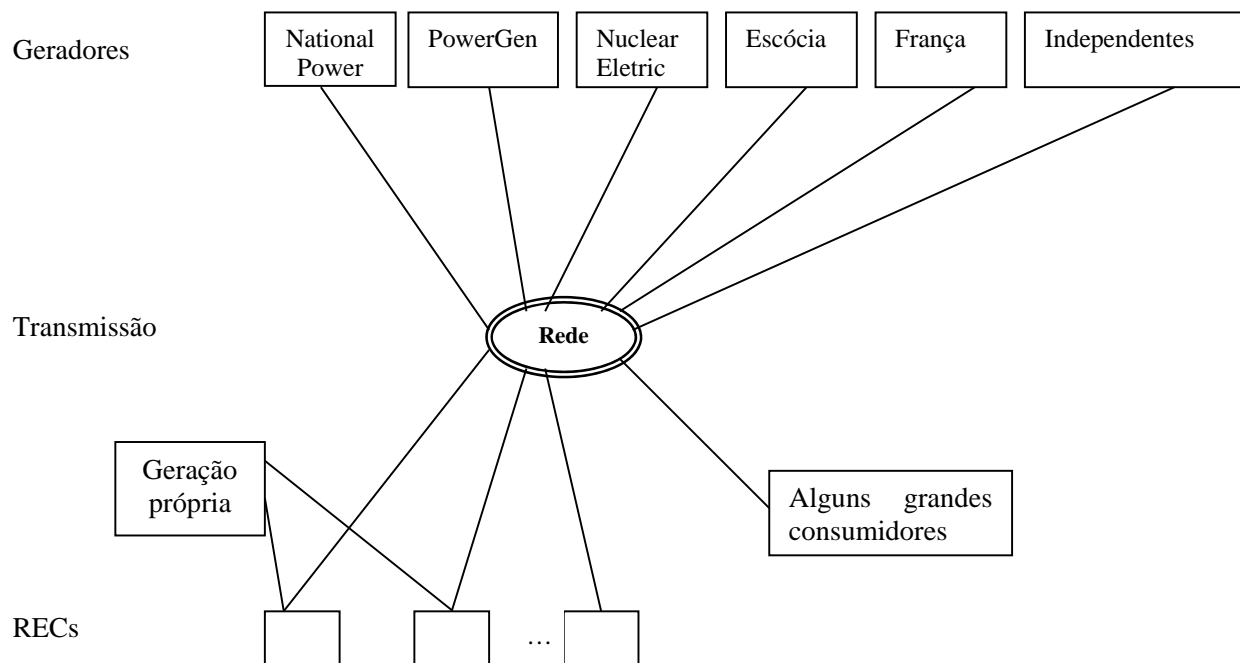
3.4 - Reestruturação e Privatização da Indústria

Será discutida aqui a reestruturação da indústria de energia elétrica na Inglaterra e no País de Gales, pois na Escócia e na Irlanda do Norte, as mudanças foram muito mais simples. A figura 3.1 mostra as estruturas nova e antiga na Inglaterra e no País de Gales. O elemento central de reestruturação foi a divisão da CEGB em quatro partes. Uma companhia nova, a Companhia Nacional da Rede (NGC) ficou com as atividades de transmissão da CEGB e suas atividades de geração foram divididas entre três companhias sucessoras : National Power, PowerGen e Nuclear Electric.

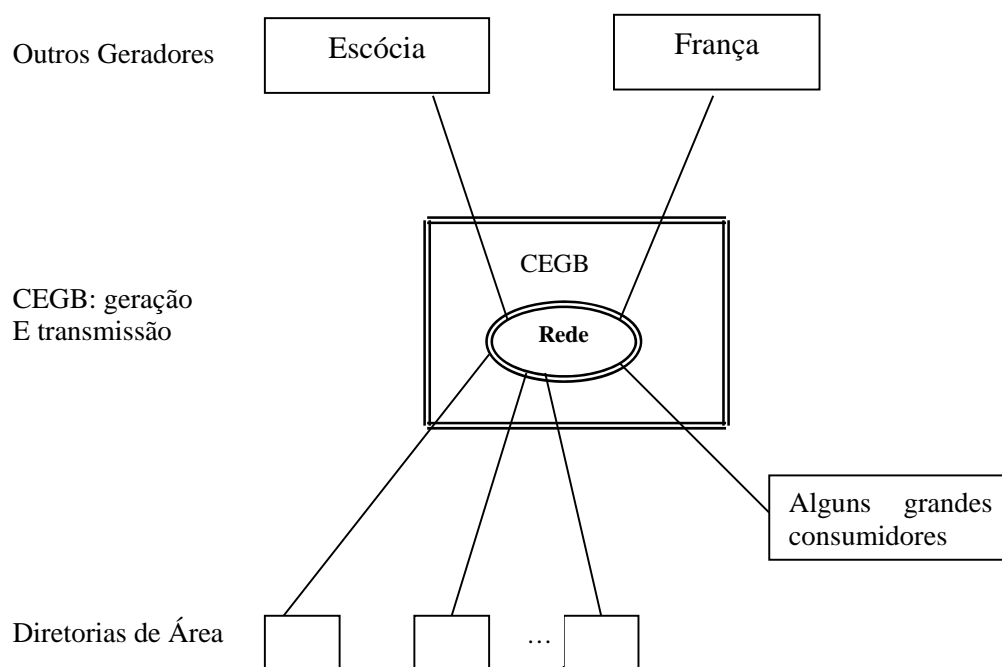
O plano inicial foi privatizar todas as unidades geradoras da CEGB, incluindo as nucleares, as quais deveriam pertencer à National Power. Neste plano a National Power

Figura 3.1. A nova e a antiga estrutura industrial

a. Nova estrutura da indústria de eletricidade na Inglaterra e no País de Gales



b. Antiga estrutura da indústria de eletricidade na Inglaterra e no País de Gales



Fonte: Armstrong, Cowan e Vickers (1994)

deveria ter tido cerca de dois terços da capacidade de geração da antiga CEGB, o restante sendo da PowerGen. A maior razão desta (por outro lado muito desigual) estrutura de duopólio assimétrico era para facilitar a privatização das unidades de geração nucleares colocando-as dentro de um pacote maior de capacidade não nuclear. A energia nuclear não é atraente para investidores privados por causa dos imensos custos futuros de desmobilização e tratamento do lixo tóxico, riscos de passivos e um significativo risco envolvendo regulamentação relativa a uma política ambiental futura. Os futuros custos financeiros são amortizados, no novo regime com a exigência de que os fornecedores regionais de eletricidade comprem proporções especificadas da sua energia de fontes não fósseis, ou seja, nucleares. Uma cobrança de combustível fóssil que é efetivamente uma taxa sobre compras de eletricidade e que é paga à Nuclear Electric, financia esta obrigação de combustível não fóssil.

Entretanto, mesmo quando enfeixadas com outras plantas geradoras da National Power, as usinas nucleares provaram ser não vendáveis como tinha sido extensivamente previsto e o Governo teve que abandonar seus planos de privatizar a indústria em sua totalidade. Desta forma, as usinas nucleares foram descartadas da privatização. O Governo resistiu a pedidos para uma estrutura mais competitiva e manteve-se firme na política de privatizar a National Power e a Power Gen de qualquer forma intactas, com as usinas nucleares permanecendo com a estatal Nuclear Electric.

A rede de transmissão, tendo sido verticalmente separada da geração, tornou-se verticalmente integrada com a distribuição. As doze Companhias Regionais de Eletricidade (REC's), sucessoras das Diretorias de Área Regionais passaram a ser proprietárias da NGC

em conjunto. A reforma estrutural então moveu ao invés de remover a integração vertical. A integração (via propriedade conjunta) da transmissão e da distribuição parece ser ímpar, especialmente tendo em vista sua história de separação. Novamente a atratividade para venda é um fator para explicar a decisão pois investidores privados estarão mais inclinados a comprar a rede se a mesma estiver num pacote com outros ativos.

Um *pool* de energia por atacado, que é virtualmente um mercado *spot* para energia por atacado, foi criado com a finalidade de permitir a coordenação estreita entre geração e transmissão. Geradores são pagos pelo preço de compra do *pool* (PPP) para a eletricidade fornecida para o *pool* e REC's, fornecedores a varejo e grandes consumidores pagam o preço de venda do *pool* (PSP) para a eletricidade fornecida por ele. Existe potencialmente um preço de compra do *pool* para cada meia hora e a partir daí mais de 17.500 anualmente (de forma similar para o preço de venda do *pool*).

O *pool* é operado pela NGC. A cada manhã, os geradores devem submeter cotações especificando a disponibilidade para cada conjunto de geradores e o preço ao qual a energia é oferecida para o dia seguinte. Com efeito, então, geradores com unidades múltiplas cotam funções de suprimento em degraus para dentro do *pool*. O operador do *pool* NGC classifica as unidades geradoras pelas ofertas de preço e constrói uma ordem por mérito. (Se os preços cotados refletem custos marginais e o ajustamento para perdas de transmissão foi feito, isto seria a ordem de mérito eficiente). Combinando isto com estimativas de demanda, o operador da rede deduz um preço de abertura de mercado para cada meia hora do dia seguinte. Isto é chamado de preço marginal do sistema (SMP). Se as cotações

refletirem custos marginais, SMP seria o custo operacional por unidade da planta marginal na ordem de mérito.

Adicionalmente ao SMP, o preço de compra do *pool* inclui um pagamento por capacidade. Quando o operador da rede calcula os SMPes para o dia seguinte, ocorre uma considerável incerteza acerca do suprimento e da demanda. Existe um risco de que súbitas falhas de usinas ou crescimentos inesperados da demanda causem um excesso de demanda sobre a capacidade e falha de energia como resultado. A cada meia hora é feita uma estimativa desta probabilidade de perda de carga (LOLP). O custo estimado para os consumidores de uma perda de energia é denominada valor da carga perdida (VOLL).

Isto foi estabelecido inicialmente a um nível de £ 2 por kWh e é indexado. Os incentivos para os geradores expandirem capacidade são fortemente influenciados pela capacidade de pagamentos que eles esperam receber no futuro. Se a capacidade (declarada) for grande em relação à demanda então o LOLP será pequeno; por outro lado, se as margens de capacidade forem estreitas, o LOLP pode aumentar significativamente os preços. Então o mecanismo introduz uma tendência equilibradora. Mas é importante notar o quanto os incentivos de investimento são sensíveis ao nível de VOLL, que é estabelecido por regulamentação e não por forças de mercado.

Em suma, o preço pago aos geradores que são chamados a suprir eletricidade numa dada meia hora é dado por :

$$PPP = SMP + LOLP (VOLL - SMP)$$

O preço de venda do *pool* excede o preço de compra do *pool* por uma quantidade conhecida como margem de comercialização:

$$\text{PSP} = \text{PPP} + \text{margem de comercialização}$$

A margem tem diversos componentes. Isto inclui os custos para a provisão de reservas e energia reativa para estabilizar o sistema e a partir daí cria incentivos para a mesma (margem). Também leva em considerações restrições no sistema. Engarrafamentos no sistema de transmissão e restrições dinâmicas causadas pelos custos e retardamento de partida de usinas de geração significam que a ordem de mérito (sem restrições) utilizada nos cálculos do SMP pode não ser viável dadas estas restrições. Em particular, algumas usinas podem ser “chamadas” - elas funcionam mesmo se elas cotam acima do SMP – e outras podem ser “liberadas”. Por exemplo, uma usina ao lado de um engarrafamento de transmissão e onde há um excesso de demanda tem uma boa chance de ser chamada desde que sua cotação não seja muito maior que o SMP. Isto é um exemplo de como restrições na transmissão podem limitar a competição entre geradores.

Formas de controle de preço RPI - X aplicam-se separadamente para transmissão, distribuição e tarifas de fornecimento REC. (Preços para o *pool* são desregulados exceto que a parte valor de carga perdida do pagamento da capacidade é estabelecida administrativamente). Em todos os três casos existe uma forma de regulação de receita média - o limite aplica-se à tarifa média por kWh. Desde que nem isto nem a taxa de inflação podem ser previstas com exatidão para o período adiante, existem fatores de correção para ajustar os erros de previsão.

Inicialmente, o X para tarifas de transmissão foi fixado em zero. O limite é aplicado à receita média pelo uso do sistema e tarifas de conexão existentes, onde a receita média é definida como a receita total dividida pela demanda anual máxima média em anos recentes, ajustada por um período médio de temperatura baixa. As tarifas pelo uso de sistemas consiste de (1) uma tarifa de serviço do sistema e (2) tarifas de infra-estrutura, que variam segundo a região. As tarifas para novas ligações à rede de transmissão estão sujeitas à regulação pela taxa de retorno, como são as tarifas pelo o uso dos interconectores franceses e escoceses.

Os controles dos preços de distribuição das doze RECs varia de $RPI + 0$ a $RPI + 2,5$. A necessidade de financiarem os investimentos é a razão de se permitir que as tarifas variem de acordo com a inflação. Nenhum elemento comparativo foi incorporado aos controles de preços para a distribuição, apesar da estrutura regionalizada da indústria (mas a informação comparativa pode ser valiosa na época de revisões). O mesmo é verdadeiro para controles de tarifas para fornecimento a varejo pelas RECs - regulação por desempenho (por exemplo, aplicada para compras de energia) pode causar margens de fornecimento muito voláteis.

Consumidores cuja demanda máxima não é maior que 10 MW constituem o mercado com direito à tarifa. Eles tem o direito a serem supridos por valores de tarifas publicadas. Consumidores maiores negociam os termos dos contratos. O controle de preços para cada REC aplicou-se à receita média do suprimento de todos os clientes, independentemente de seu tamanho ou localização. Toma a forma $RPI - X + Y$. O termo X foi posto igual a zero para todas as RECs. O elemento Y é o repasse de custo e é formado

por : $Y = T + U + E + F$ mais taxas de administração do *pool*. T e U relacionam-se a preços de transmissão e de distribuição, os quais são regulados separadamente, E relaciona-se aos custos de compra de eletricidade e F relaciona-se ao imposto sobre o combustível fóssil. A cobrança sobre combustíveis fósseis é uma taxa nas vendas de eletricidade para ser compensada às RECs para a obrigação atribuída a elas no sentido de comprar quantidades de energia geradas por combustíveis não fósseis. Efetivamente é uma taxa para subsidiar custos não evitáveis associados à energia nuclear. Em conjunto estes itens respondem por cerca de 95% dos custos de fornecimento. No acumulado do ano até 31 de março de 1992 a divisão era transmissão 3,9%, distribuição 23,8%, geração 58,3% e cobrança sobre combustível fóssil 9,3%. Daí o controle de preços de fornecimento aplica-se nos restantes 5% dos custos.

Adicionalmente a este controle $RPI - X + Y$, um limite secundário de $RPI + F$ foi colocado sobre preços de suprimento para consumidores com uma demanda máxima abaixo de 1 MW para o período até 31 de março de 1993. Dada a potencial volatilidade dos preços de combustíveis, isto pode parecer impor considerável risco nas RECs, mas isto não é realmente o caso. Primeiro, existe uma cláusula de escape no caso de causas imprevisíveis nas circunstâncias causarem perdas. Segundo, os contratos (a maioria de três anos) dados às RECs na época de sua vigência determinam em grande parte seus custos de compra de eletricidade para o período em questão.

Os controles de preços iniciais para transmissão, fornecimento e distribuição são estabelecidos para três, quatro ou cinco anos, respectivamente, a partir de 31 de março de 1990, com uma seqüência correspondente de revisões reguladoras, iniciando com a revisão

de preços de transmissão do controle de preços da NGC para o período depois de 1 de abril de 1993.

No suprimento a varejo, foram criados monopólios tradicionais franqueados. Para os primeiros quatro anos do novo regime, a franquia cobria os consumidores com demandas pico abaixo de 1MW - eles podiam ser supridos somente pela sua REC regional. A competição existia somente para grandes consumidores, dos quais havia cerca de 4.000 e que eram responsáveis por cerca de 30% do mercado total por volume. No início de 1993 mais que 40% destes consumidores escolheram um fornecedor diferente do seu REC. De abril de 1994 em diante o limite de franquia reduziu-se a 100 kW, criando cerca de 40.000 consumidores adicionais não cativos (cerca de 50% do mercado) e quatro anos mais tarde foi estabelecido ela desaparecer completamente. Mais ainda, a menos que permitido pela DGES, a National Power e a PowerGen não deveriam ter uma participação de mercado maior que 15% das vendas em qualquer área REC até 1994, este limite a ser relaxado para 25% para os seguintes quatro anos e abolido a partir de 1998.

No novo regime foram criados os contratos de vigência iniciais. Estes tinham dois propósitos: reduzir o risco e dar proteção temporária para as indústrias britânicas de carvão e nuclear. A divisão do risco é uma motivação importante para relacionamentos entre geradores e fornecedores de eletricidade a varejo. No novo regime o primeiro vende para um mercado *spot* potencialmente volátil e o último compra dele. Se geradores e fornecedores, respectivamente, tem contratos que fixam condições de preços com seus fornecedores de combustíveis e consumidores, ambos estão expostos a grandes riscos oriundos da volatilidade de preços do *pool*. Desde que altos preços do *pool* são bons para os

geradores mas ruins para os fornecedores a varejo, com o oposto sendo verdadeiro para preços baixos do *pool*, existe um grande escopo para a divisão de riscos mutuamente benéfica.

Assim, o estabelecimento de um mercado *spot* para energia bruta foi acompanhado de um conjunto abrangente de contratos verticais a médio prazo que, entre outras coisas, vincularam uma grande medida de proteção (até 1993) para a British Coal e as indústrias nucleares.

A privatização de todas as companhias de eletricidade exceto as nucleares ocorreu na Inglaterra, no País de Gales e na Escócia nos meses seguintes ao estabelecimento da nova estrutura da indústria. Primeiramente, em dezembro de 1990 foram vendidas as doze RECs na Inglaterra e no País de Gales e a seguir a NGC que elas possuem em conjunto. Em segundo lugar, as ações da National Power e da PowerGen foram vendidas. Finalmente a Scottish Power e a Scottish Hydro-Electric foram privatizadas em junho de 1991. No total mais de 13 bilhões de libras foram levantadas, fazendo com que o ESI fosse um dos dois maiores elementos do programa de privatização britânico (o outro foi telecomunicações).

3.5 - Desenvolvimento da Competição e Regulação

Os argumentos que cercaram a reestruturação e privatização da ESI não foram desde então atenuados. Dois aspectos tem sido especialmente controversos - a eficácia e a eficiência questionáveis da competição na geração elétrica e as severas conseqüências emergentes dos incentivos no novo sistema para a indústria britânica do carvão que levaram

a uma dramática “busca por gás”. Adicionalmente houve uma revisão reguladora da estrutura e da formação de preços de transmissão e os desenvolvimentos na regulação ambiental se mostraram de importância crescente para a indústria.

Nesta seção consideraremos estes quatro tópicos por vez.

Competição na Geração - O duopólio assimétrico de geração não nuclear desregulada desfrutado pela National Power e pela PowerGen já foi descrito acima. Em face dele, tal estrutura industrial concentrada parece certamente ser seriamente ineficiente. A ineficiência alocativa - grandes margens preço-custo - poderia muito bem resultar do poder de mercado dos geradores incumbentes e maiores distorções de eficiência produtiva - entrada excessiva, possíveis predisposições entre insumos de combustíveis e assim por diante - poderiam surgir. Estas ineficiências poderiam mesmo ser exacerbadas por incentivos no sistema regulador, por exemplo, a capacidade das RECs de repassar seus custos de compra de eletricidade aos consumidores.

A análise teórica do oligopólio concentrado de geração deve tomar em conta um número de condições importantes da indústria :

1. restrições de capacidade
2. a natureza repetitiva da interação oligopolística com cotações diárias
3. entrada de novos competidores
4. a existência de contrato com compradores de eletricidade
5. a ameaça da intervenção reguladora.

Os dois primeiros fatores e a estrutura concentrada da indústria sugere que pode haver um grande escopo para o exercício do poder de mercado. Isto pode ou não ser checado adequadamente pelos três últimos fatores.

Considere-se o efeito das restrições de capacidade. Se elas estiverem ausentes, então sob a competição de preços Bertrand o preço do *pool* estará próximo ao custo marginal. Mas com as restrições de capacidade presentes, isto não é o caso. O cálculo do equilíbrio nos preços por firmas interessadas em lucro no oligopólio estático com restrição de capacidade é um assunto complexo, mas é simples mostrar que cotar sempre a custos marginais não pode ser racional para participantes no mercado *spot* de eletricidade britânico.

Exceto no verão, no entanto, mesmo se PowerGen, Nuclear Electric e os interconectores estiverem produzindo a plena capacidade, a National Power será um monopolista residual com um poder de mercado substancial. Para uma grande parte do ano ela certamente não acharia ser ótimo cotar a custo marginal: tal oferta seria uma estratégia estritamente dominada. Note-se que isto raramente seria o caso neste modelo estático simples se a capacidade da National Power tivesse sido dividida entre três companhias e a da PowerGen em duas. Note também que a assimetria entre o tamanho das empresas aumenta o problema.

Este cálculo é bastante simplista mas é suficiente para mostrar que dada uma estrutura industrial escolhida para a geração ao tempo da privatização, o *pool* de eletricidade não deve operar por muito tempo como um mercado normal competitivo no

qual as ofertas refletem custos marginais. Isto é uma crítica danosa não apenas pela importância de ofertas a custos marginais como pela eficiência do sistema como um todo.

A natureza repetitiva da interação entre firmas, as quais ofertam diariamente para o *pool*, é favorável a colusão tácita, a qual criaria margens ainda mais elevadas. Entretanto, no longo prazo tal comportamento certamente atrairia uma grande quantidade de novos entrantes, levando ao excesso de capacidade ineficiente. Desta forma uma falha de mercado (potência instalada de mercado não controlada) levaria a outra.

A competição no mercado *spot* a curto prazo é fortemente influenciada pela existência de contratos, os quais cegam o incentivo para exercitar poder no mercado *spot*. Os geradores foram privatizados com contratos vigentes para os anos iniciais do novo sistema. A medida que eles expiram, seus incentivos no mercado *spot* podem se alterar. Os termos sob os quais os geradores estariam predispostos a entrar em novos contratos podem ser influenciados por isto e também pelo perigo da entrada de IPPs (Produtores Independentes de Energia) no mercado de contratos de longo prazo. Novamente, novos entrantes podem não ser socialmente eficientes.

Finalmente, existe o perigo da intervenção reguladora, a qual pode introduzir um elemento de limitação de preços nos cálculos dos geradores.

Em dezembro de 1992 foi realizada pela Offer uma revisão dos preços de *pool* e concluiu-se que :

1. “ National Power e PowerGen tem poder de mercado em conjunto e utilizaram-no de maneira significativa”

2. “ custo médios evitáveis de geração pela National Power e pela PowerGen eram maiores que a receita média do *pool* e daí que “ é difícil ter como objetivo um aumento nos preços ofertados acima dos níveis de 1991/2”.

Esta combinação de afirmações parece curiosa. Parte da sua reconciliação é que os preços de *pool* estavam artificialmente baixos em 1990-92 principalmente por causa do carvão que os geradores contrataram para usar sob os arranjos da vigência (preços do *pool* estavam significativamente abaixo dos preços projetados pelo governo ao tempo da reestruturação). O lucro dos geradores estava, no entanto, protegido pelos seus contratos vigentes com os RECs e a DGES estabeleceu desde então que o faturamento do *pool* deveria ser aproximadamente igual aos custos evitáveis se o prêmio do carvão recuperado nestes contratos fosse excluído dos cálculos.

A existência destes contratos, muitos dos quais expiraram em março de 1993, significa que os anos iniciais do novo sistema não são necessariamente um guia confiável para o futuro. (Adicionalmente não deve ser esquecido que os geradores permaneceram no domínio público no primeiro ano). Além disso, uma quantidade significativa de capacidade dos novos entrantes deverá entrar em operação.

Nos meses após os contratos expirarem em março de 1993, houve fortes acréscimos dos preços de *pool*. Seguindo uma investigação pela Offer (1993b) o DGES anunciou que decidiria mais cedo do que tarde se deveria referir o setor de geração à MMC.

As alternativas incluíam a possível introdução de controles de preço e alienação de usinas pelos principais geradores. Estas tinham já sido muito significativas. Nos três anos depois de Março de 1990, a National Power alienou mais do que 5 GW de usinas e a PowerGen alienou mais de 1 GW. As suas parcelas de mercado da disponibilidade total decaíram correspondentemente enquanto aquelas dos independentes e da Nuclear Electric aumentaram. National Electric e PowerGen também fizeram reduções maiores na força de trabalho (indicando que a CEGB nacionalizada estava com um significativo excesso de gente). O *pool* anunciou algumas reformas incluindo ofertas do lado da demanda para grandes consumidores (de tal forma que as funções de demanda bem como as funções de fornecimento possam ser ofertadas para o *pool*) e mudanças no sistema para reduzir a probabilidade de picos de preços.

O futuro da competição na geração é incerto. Depende de interações complexas entre os mercados de contratos e *spot* e pode ser fortemente influenciada pelas políticas reguladoras e de competição atuais e/ou potenciais. Dada a estrutura escolhida para a privatização, as perspectivas parecem ser algo nebulosas para um resultado que combine eficiência de alocação - diminuindo o poder de mercado dos geradores incumbidos - e eficiência produtiva - níveis eficientes de capacidade, balanço de combustíveis e a ordem de mérito funcionando. A decisão de criar somente um duopólio dos ativos de geração não nuclear da CEGB parece ter sido um grande erro de política.

Contratos e a Crise do Carvão - Um efeito dos contratos de vigência e medidas associadas tal como as franquias de fornecimento foi de suprimir temporariamente a operação de poderosas forças de mercado. A medida que o término destes contratos se aproximava, entretanto, sua força começou a aparecer e um retrato bem diferente do futuro da indústria tornou-se aparente, incluindo uma posição grandemente reduzida para a British Coal. Este aspecto foi trazido a tona pelo anúncio da British Coal em outubro de 1992 que 31 das suas 50 restantes minas profundas seriam fechadas, com o resultado de que 30.000 empregos na mineração seriam perdidos. Seguiu-se um furor político e revisões dos fechamentos propostos dos poços e a política energética de forma mais geral foram conduzidas pelo Comitê de Indústria e Comércio da Câmara dos Comuns e pelo Departamento de Comércio e Indústria, o qual introduziu uma moratória no fechamento de 21 das minas ameaçadas. Ao mesmo tempo a Offer estava conduzindo um revisão da observância das RECs com as obrigações de suas licenças para comprar energia economicamente.

O anúncio da British Coal foi baseado na projeção de que suas vendas para a ESI, seu principal cliente, cairiam de 65 milhões de toneladas em 1992-93 (o último ano dos contratos de vigência) para cerca de 30 milhões de toneladas por ano no meio da década de 90. O Relatório do Comitê Superior listou cinco razões prováveis para a contração do mercado britânico de carvão :

1. Importações de carvão (que era mais barato),
2. Outros combustíveis, notadamente gás e nuclear,

3. A nova estrutura da indústria, incluindo o duopólio de geração não nuclear e as franquias de fornecimento (em fase de contração) das RECs.
4. Regulação ambiental,
5. Presentemente altos estoques de carvão.

As conclusões da revisão governamental da política energética foi publicada num artigo em março. A base econômica para a decisão inicial de fechar 31 minas foi reafirmada, como também uma visão da política energética baseada em mercados competitivos, mas dificuldades políticas e regionais foram reconhecidas para tal programa de encerramento rápido. Foi oferecido um subsídio que permitisse a British Coal vender mais aos geradores. Como recomendado pelo Comitê Superior, isto era ligado a produtividade e melhorias de custos os quais, espera-se farão o carvão britânico competitivo internacionalmente em cinco anos. O governo realçou sua intenção em privatizar a British Coal o quanto antes e neste meio tempo. A British Coal ofertará ao setor privado qualquer mina que ela não queira mais operar. A revisão do Governo do futuro da energia nuclear foi adiantada um ano, mas nenhum fechamento de usinas nucleares foi acelerada. Foi providenciado aumento na ajuda regional. A intenção de estabelecer um Painel Consultivo de Energia e de publicar um Relatório Anual de Energia foi anunciada.

Preços de Transmissão - A estrutura espacial dos preços de eletricidade, a qual é grandemente formatada pela estrutura das tarifas de transmissão, é importante para a eficiência em diversos aspectos. No curto prazo ela pode influenciar a eficiência alocativa de decisões de consumo através do país, e num sistema baseado somente em preços ele

pode ter maiores efeitos sobre a expedição de ordens de mérito e a partir daí na eficiência produtiva a curto prazo.

Entretanto, como foi explicado acima, a expedição de ordem de mérito depende não somente das cotações de preço dos geradores para o *pool* mas também de restrições de transmissão no sistema. No longo prazo a estrutura espacial de preços tem efeitos importantes nos investimentos e nas decisões locais dos geradores em particular. No momento há excesso de demanda no sul e excesso de suprimento no norte. Um objetivo primário da formação de preços do sistema de transmissão deve ser a criação de incentivos para decisões eficientes de localização e ao mesmo tempo devem ser incentivos para uma eficiente expansão de capacidade pela Companhia da Rede Nacional.

As tarifas de transmissão estabelecidas ao tempo da privatização tem alguma diferenciação por zonas mas foi reconhecido desde o princípio que a estrutura tarifária não provê sinais de preço adequados para encorajar um padrão eficiente de investimentos. As tarifas de transmissão foram sujeitas a revisão em 1992. Tarifas para novas conexões são reguladas numa base de taxa de retorno. Uma questão em debate é se estas tarifas deveriam obedecer ao princípio de “conexão profunda” de acordo com a qual as implicações de custo das conexões em outro lugar do sistema e não somente seu custo direto, devem ser refletidas em tarifas. A eficiência econômica requer que os preços reflitam certamente os custos totais.

Em sua revisão de 1992 do nível das tarifas de transmissão da NGC, a Offer aumentou X de zero para 3%. Então a partir de abril de 1993 a NGC enfrentou um controle

de preço RPI – 3 na sua receita média. Entretanto, também é importante que a estrutura das tarifas de transmissão seja regulada porque há poucas razões para esperar que os incentivos da NGC estejam naturalmente em linha com o interesse público neste aspecto. Desde que a NGC é propriedade conjunta das dozes RECs, existe um possível perigo que ela possa distorcer seu comportamento em favor delas (RECs), embora existam medidas para que isto não ocorra. Mas mesmo assumindo que a NGC procure maximizar os seus próprios lucros, está longe de certificar que tem bons incentivos para formular preços de transmissão e para investimentos.

No exemplo norte-sul da figura 2.1, por exemplo, poderia ser que os custos incrementais de transmissão seriam mais altos para uma usina de energia adicional no N do que uma no S, embora os custos globais de geração mais transmissão favoreçam o N sobre o S. Então uma companhia de rede maximizadora de lucros sujeita a uma regulação de receita RPI – X desencorajaria uma nova usina de energia em N, apesar da sua vantagem na eficiência global, porque as implicações de receita da rede são as mesmas mas os custos da rede são maiores para a nova usina em N.

Outros mecanismos reguladores também podem criar problemas. Por exemplo, uma estratégia baseada em formação de preços marginais a curto prazo não encorajaria uma companhia de rede maximizadora de lucros a aliviar engarrafamentos de transmissão, o que poderia ser muito lucrativo para ela. Mais geralmente, tal companhia não ganharia nada de investimentos na rede para promover a externalidade positiva de uma competição mais efetiva em geração.

Por causa deste e de outros problemas, a NGC é regulada de perto. Por exemplo, ela é requerida a facilitar a competição na geração e no fornecimento e não discriminar entre consumidores. A revisão pela NGC de formação de preços de transmissão de 1992 foi sujeita a uma avaliação reguladora severa. A NGC propôs uma formação de preços relacionada a custos de investimento (ICRP) para uso em tarifas de sistemas. Nesta maneira de ver as taxas de uso do sistema foram baseadas nos custos de capital, juntamente com os custos associados de operação e manutenção, do investimento adicional na capacidade da rede para atingir as demandas de transmissão de pico e também há um componente para cobrir seguros e outros custos de rede.

O método ICRP proposto pela NGC foi aceito pela Offer. O método implica em diferenciais por zona significativamente maiores. No sul (especialmente o Sudoeste), as tarifas para aqueles que tomam energia do sistema estão maiores, enquanto as tarifas pagas pelos geradores caíram. No norte, as tarifas movem-se na direção oposta, para o detrimento dos geradores e o benefício dos consumidores. Daí incentivos geográficos mais fortes são dados.

A avaliação global destes desenvolvimentos é confusa. A nova estrutura de cobrança é baseada nos pensamentos que não são consistentes com os princípios de formação de preços economicamente eficientes, mas um movimento para uma estrutura de formação de preços mais eficiente e alguns logo argumentariam que uma mudança mais rápida seria inaceitável baseada em razões de fatos políticos ou de distribuição regional.

Poderia também ser contestado que as tarifas de transmissão são somente uma parte dos padrões globais de diferenciais de preço espaciais e que as regras do *pool* poderiam ser corrigidas para levar contabilização de perdas de acordo, etc. De forma mais geral é desapontador que os princípios de formação de preços economicamente eficientes não sejam ratificados pelo menos como um objetivo a médio prazo. Neste meio tempo decisões locais continuarão a sofrer distorções. Por uma outra perspectiva, é talvez fora de surpresa que uma companhia de rede privada semi-independente devesse concentrar-se em seus próprios custos em vez daqueles do sistema elétrico como um todo. Mesmo uma regulação detalhada pode ser incapaz de sobrepujar o alinhamento equivocado dos incentivos (sem criar outras distorções tal como um sub-investimento devido ao risco regulatório). À luz de todos estes problemas não é óbvio que a eficiência econômica tenha sido aumentada pela privatização da NGC.

Regulação Ambiental - A regulação ambiental tem um papel de importância crescente na indústria de fornecimento de eletricidade. Em particular, ela é uma determinante chave na economia do gás versus o carvão. A poluição resultante da queima de combustíveis fósseis cruza as fronteiras internacionais - a chuva ácida é um poluente regional e os efeitos das emissões de carbono são globais - e o Reino Unido está sob obrigações internacionais para reduzir emissões. O Reino Unido é parte da Convenção Coletiva para a Mudança do Clima das Nações Unidas assinada em 1992, a qual exige que emissões de gases que causam o efeito estufa como o CO₂ e o metano sejam reduzidas a seus níveis de 1990 em 2000.

Medidas do lado da demanda – esquemas de eficiência de energia e taxas tais como a imposição de imposto sobre o valor agregado no combustível doméstico e na energia – podem de alguma forma irem de encontro ao atendimento destes alvos, mas está claro que a principal contribuição deve vir de menor poluição por unidade de eletricidade fornecida. No caso das emissões de SO₂ isto pode ser feito pela combinação de uma mudança para combustíveis com menor teor de enxofre e investimentos em capital (equipamento de desulfurização de gases efluentes (FGD) e tecnologia de carvão limpo). A eficiência requer que uma dada redução no nível de poluição seja atingida ao menor custo possível. É importante perguntar se a regulação e os incentivos na ESI reestruturada são capazes de promover um controle eficiente da poluição.

Os métodos gerais de controle de poluição são “comando e controle”, onde reguladores do meio ambiente dizem às firmas como cortar a poluição e incentivam mecanismos baseados em mercado incluindo impostos e taxas, quotas e licenças comercializáveis. Os últimos métodos tem a grande vantagem que as próprias firmas poluidoras, que certamente possuem mais informações do que os reguladores externos, tem bons incentivos para encontrar as combinações mais eficientes de medidas para atingir reduções na poluição desde que elas vejam sinais apropriados de preços. Neste ambiente o Governo indicou seu desejo de mover para pontos de vista mais baseados em mercado, mas o sistema permanecia do tipo “comando e controle”.

Desde a privatização houve uma maior mudança do investimento de capital para mudança de combustíveis como primeiro método de reduzir as emissões de SO₂. Agora funciona algo parecido com um sistema de quotas, com a National Power e a PowerGen

cada uma tendo objetivos de redução. Embora isto forneça alguns incentivos para a eficiência interna da firma, o sistema está longe de ser baseado no mercado.

Taxas de poluição teriam incentivos de eficiência superiores porque eles levariam a eficiência tanto intra-firmas como inter-firmas. Entretanto, seu efeito quantitativo é incerto e existe uma desvantagem se o principal objetivo do Governo é atingir as reduções quantitativas exigidas pelas obrigações internacionais. Os méritos relativos dos métodos baseados em preços e quantitativos são afetados pela incerteza acerca dos custos e benefícios do controle da poluição de forma mais geral. Métodos baseados em preços são vantajosos se os custos marginais deduzíveis crescem mais rapidamente que o benefício marginal da dedução, mas controles quantitativos são superiores no caso oposto. Dar elevada prioridade ao atendimento das obrigações quantitativas internacionais implica num benefício marginal com uma variação exagerada de dedução para o Governo e desta forma o ponto anterior pode ser visto como um exemplo para este princípio geral.

Licenças de poluição comercializáveis são uma maneira potencialmente atrativa de combinar a certeza de efeitos quantitativos com incentivos inter e intra-empresas, mas somente se o mercado de licenças for competitivo de forma que as firmas sejam tomadoras de preços aí. Por outro lado o comportamento estratégico no mercado de licenças pode distorcer seriamente os incentivos para a eficiência. A natureza da interação oligopolística no mercado do produto final pode ser manipulada pelo comportamento no mercado de licenças e pode também ser um veículo para o adiamento de entradas estratégicas. Desafortunadamente a estrutura de duopólio da geração a queima de carvão torna estes perigos agudos, devido a que a National Power e a PowerGen teriam grande poder num

mercado para licenças de emissão de SO₂, por exemplo. O argumento padrão de eficiência para uma visão baseada em mercado para o controle de poluição não é aplicável nestas circunstâncias.

Finalmente, a importância da condição que as empresas enfrentam sinais de preços apropriados deve ser enfatizada. Ela é particularmente significativa em relação custo de capital porque, como geralmente na indústria de fornecimento de eletricidade, a escolha da técnica (por exemplo se trocar combustíveis ou investir em FGD) é muito sensível ao custo. Tanto quanto os riscos regulatórios aumentam o custo do capital privado, os incentivos na indústria privatizada pode ser desviados, relativo ao que é socialmente ótimo, para longe de técnicas mais intensivas em capital.

3.5 – Conclusão

As características econômicas do fornecimento de eletricidade criam forças fortes para a integração vertical entre geração e transmissão. Mas ao invés de organização integrada hoje existe um mercado quase *spot* para energia no atacado, em conjunto com um quadro abrangente de contratos financeiros entre geradores e fornecedores (e alguma integração vertical entre novos geradores “independentes” e fornecedores). Tem havido uma entrada na geração pelas CCGT e as perspectivas para o carvão tem deteriorado fortemente. O suprimento a varejo para grandes consumidores foi liberalizado e as datas para a liberalização total foram estabelecidas. Da mesma forma que para a regulação do monopólio e a política de competição para a indústria, desenvolvimentos na regulação ambiental são de importância crescente.

As maiores críticas à CEGB no velho regime eram de que ela tinha um mau histórico para o controle de custos de investimento, que ela construía usinas nucleares antieconômicas e que pagava preços excessivos para o carvão britânico. Em termos de eficiência operacional a curto prazo, as realizações de CEGB parecem ter sido razoavelmente boas, exceto por um número excessivo de empregados. Pode o novo sistema, com o *pool* de energia em seu centro, chegar a eficiência operacional de curto prazo apesar da separação vertical entre geração e transmissão? Acima de tudo, existem investimentos eficientes de longo prazo?

Relativo a eficiência de curto prazo, enquanto os geradores tem bons incentivos para operar as usinas de forma eficiente e tem reduzido os custos de pessoal drasticamente, não está claro de forma nenhuma que os custos estão minimizados ao longo do sistema. A estrutura concentrada de mercado na geração não contribui para cotação de custos marginais dentro do *pool* de energia por geradores principais, com a consequência que a expedição de ordens de mérito poderia ser distorcida. Outras distorções na ordem de mérito resultam da maneira em que as perdas são equalizadas (tomadas pela média) em vez de refletir custos marginais, os quais podem diferir bastante através do sistema.

Existe um número de problemas de incentivo para investimentos em potencial. Primeiro, o mercado de energia não regulado do duopólio de geração não nuclear pode atrair novos entrantes ineficientes. Isto poderia ser exacerbado pela integração vertical e pelo repasse de custos permitidos aos fornecedores regionais. É uma questão sujeita a debate se a construção rápida de usinas a gás é uma entrada ineficiente deste tipo ou é uma

resposta eficiente aos sinais de preço que se modificam (o regulador não encontrou evidência de compra antieconômica de energia pelos fornecedores regionais).

Segundo, fatores de preço – custos de combustíveis e custo de capital – podem não refletir de forma precisa os preços verdadeiros de recursos. Assim é possível, por exemplo que o custo de oportunidade do carvão britânico seja menor do que é refletido no preço da eletricidade produzida do carvão ou que algum prêmio de risco regulador seja incluído na taxa de retorno utilizada para a avaliação de investimentos privados. Se for o caso, então o mix de usina de geração e de medidas de proteção ambiental pode ser distorcido.

Terceiro, a estrutura da formação de preços da rede ainda não dá incentivos para decisões eficientes de localização. Quarto, não está claro que existem bons incentivos para um investimento eficiente na capacidade de transmissão.

É muito cedo para dizer quão importante estes problemas potenciais se tornarão. A reestruturação e a privatização ocorreram recentemente, em 1990-91 e desde então a estrutura inicial das combinações contratuais verticais determinadas pelo Governo definiu a conduta do mercado de uma forma considerável.

Apesar disso existem sérios motivos para preocupação, que as experiências dos primeiros anos do novo sistema não afastam. Os antigos problemas de altos preços de carvão e programas de energia nuclear antieconômicos podem não ocorrer, mas a eficiência da operação a curto prazo e o mix, escala e localização de investimentos a longo prazo podem ter sido colocados em perigo.

Podem estes problemas terem sido diminuídos ou são eles uma consequência inevitável da separação vertical? Uma estrutura de incentivos muito superior teria sido criada se a capacidade de geração não nuclear da CEGB fosse dividida entre várias (cinco por exemplo) empresas sucessoras ao invés de somente duas. O desejo inicial do Governo em privatizar a totalidade da indústria, incluindo a energia nuclear é grandemente responsável pela estrutura de duopólio.

Uma estrutura menos concentrada da indústria teria tido as vantagens de (1) uma competição mais forte (2) uma menor probabilidade de intervenção reguladora e desta forma um menor risco regulatório (3) preocupação reduzida que novos entrantes sejam ineficientes (4) menor necessidade em permitir que fornecedores regionais integrem-se verticalmente na geração e (5) dando uma base para uma regulação ambiental mais eficiente. Modificações estruturais não são uma panacéia mas a separação vertical da indústria de fornecimento de eletricidade britânica teria tido mais chances de sucesso se acompanhada pela correspondente radical separação horizontal. Também pode ser questionado que a separação vertical deveria ter ido mais adiante e que a rede deveria ser totalmente independente das companhias regionais de eletricidade.

Em suma, o principal propósito da separação vertical é criar condições para uma competição efetiva e não distorcida na geração. As medidas políticas que acompanharam a separação vertical na indústria britânica de fornecimento de eletricidade não maximizou as chances de atingir aquele propósito.

CAPÍTULO IV – ELETRICIDADE NO BRASIL

4.1 – Introdução

Dos anos 60 até meados dos anos 90, a participação setorial da iniciativa privada foi praticamente inexistente. Hoje, as empresas privadas já detêm 18% de participação na geração de eletricidade e 64% do segmento de distribuição. A participação no último segmento se completa com 2,7% para as empresas federais, 32.9% para as estaduais e 0.4% para municipais⁶. A propriedade das principais empresas do setor elétrico brasileiro podem ser vistos na tabela 4.1.

As etapas de geração, transmissão e distribuição estão sendo desverticalizadas. Há competição na atividade de geração através do MAE e na atividade de fornecimento para consumidores livres. No fornecimento para consumidores cativos e na transmissão não há competição. O Operador Nacional do Sistema Elétrico administra a rede de transmissão e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) é o órgão regulador da indústria.

Tabela 4.1 – Atividades e Principais Empresas do Setor Elétrico brasileiro

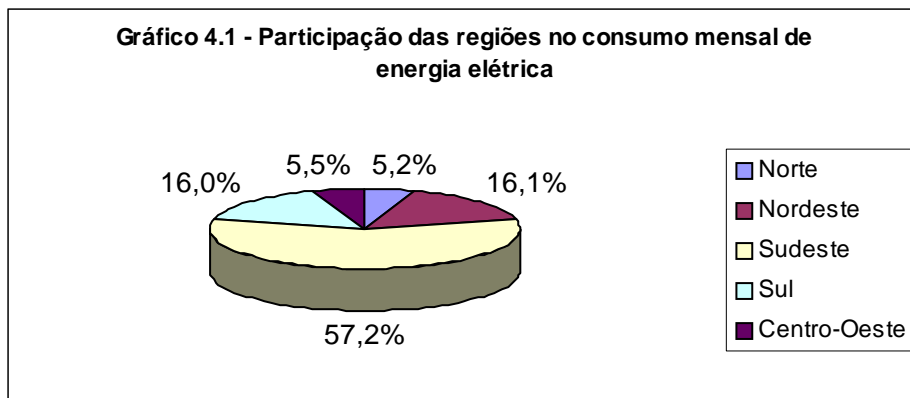
Propriedade	Atividades	Empresas
Binacional	Geração	Itaipu
Federal	Holding e Planejamento Geração Geração e Transmissão Geração, Transmissão e Distribuição Geração e Energia Nuclear Transmissão Distribuição Pesquisa	Eletrobrás (RJ) Cgtee (RS) Furnas (RJ) Eletronorte (PA), Chesf (BA), Manaus Energia (AM) e Boa Vista Energia (RR) Eletronuclear (RJ) Eletrosul (SC) Eletroacre (AC), Ceal (AL), Ceron (RO) e Cepisa (PI) Cepel (RJ)
Pública Estadual	Geração Geração, Transmissão e Distribuição Transmissão Distribuição	Paraná (SP) Ceee (RS), Copel (PR) e Cemig (MG)* Epte (SP) Celesc (SC), Celg (GO), CEB (DF), Ceam (AM), CER (AP), Saelpa (PB) e Cemar (MA).
Municipal	Distribuição	Cenf (RJ), Cataguases (MG)
Privada	Geração Distribuição	Gerasul (SC), Parapanemo (SP), Tiête (SP), Serra da Mesa (GO) e Cachoeira Dourada (GO) RGE (RS), AES (RS), CPFL (SP), Elektro (SP), Metropolitana (SP), Bandeirante (SP), Cerj (RJ), Escelsa (ES), Light (RJ), Enersul (MS), Cemat (MT), Celtins (TO), Celpa (PA), Coelba (BA), Energipe (SE), Cosern (RN), Coelce (CE) e Celpe (PE)

(*)- 33% do controle acionário da Cemig são de propriedade privada.

Fonte: Pires (2000)

Em julho de 2000 o consumo de energia elétrica no Brasil foi de 25.052 GWh com a seguinte distribuição por região⁷:

⁶ CB – CME (2000)



4.2 – Questões Políticas

O setor elétrico nacional apresenta perfil bastante peculiar e distinto, pois é predominado pela geração hidrelétrica, constituída de usinas e reservatórios de grande porte. As usinas estão localizadas em diferentes bacias hidrográficas, entretanto, há uma forte interdependência entre elas. Em uma mesma bacia há usinas hidrelétricas de diferentes empresas. Como o fluxo de água é variável e depende do nível pluviométrico anual, usinas térmicas operam de forma complementar.

As características do parque gerador fazem com que a geração elétrica brasileira requeira a coordenação da operação (despacho de energia) das usinas hidrelétricas para otimização do parque instalado. Em sua grande maioria, os reservatórios de água das usinas são utilizados de forma planejada para que se possa tirar proveito da densidade pluviométrica nas diferentes bacias existentes. Assim, a possibilidade de interligação de bacias localizadas em diferentes regiões geográficas assegura ao sistema brasileiro um importante ganho energético, pois, desta forma, é possível tirar proveito das diferentes sazonalidades e dos níveis pluviométricos.

⁷ Brasil Energia (novembro de 00)

A coordenação do despacho é reforçada pelo fato de determinados aproveitamentos hidrelétricos serem efetuados “em cascata” e, muitas vezes por diferentes proprietários, tornando-os interdependentes e adicionando complexidade à previsão das tradicionais variáveis referentes ao comportamento da demanda e à capacidade instalada de geração.

Com esta necessidade de coordenação na geração brasileira de energia, como desenvolver a competição? Não se poderia fazer como na Inglaterra e implantar um sistema de competição onde cada companhia geradora maximizasse o seu lucro. Tem que haver a cooperação para maximizar a produção do sistema como um todo. Se fizer a privatização selvagem a produção de eletricidade cairia consideravelmente e faltaria energia no Brasil.

Outro obstáculo na privatização da indústria no Brasil é a estrutura de propriedade desenvolvida no setor. Teoricamente, o governo federal seria responsável pela geração e transmissão e o governo do estado pela distribuição. Mas alguns governos de estado criaram seus próprios ativos de geração e transmissão. Os governos de São Paulo, Minas Gerais, Paraná e Rio grande do Sul eram proprietários das quatro maiores empresas com integração vertical, Cesp, Cemig, Copel e CEEE respectivamente. Esta estrutura acionária complicada do setor elétrico brasileiro dificultava a implementação da privatização do setor como um todo.

Outra questão singular é o aumento da demanda de energia elétrica, especialmente em residências, ainda não supridas com investimentos adequados na geração de energia nos últimos dez anos, devido a falta de financiamento.

Portanto, a ênfase na hidreletricidade com despacho centralizado, a estrutura de propriedade e a necessidade de novos financiamentos para atender a demanda crescente, impediram que o país simplesmente copiasse os modelos do setor de serviços públicos bem sucedidos em outros países. Deverá ser desenvolvido um modelo para o Brasil considerando suas particularidades.

4.3 – Antecedentes Históricos da Privatização

Uma revisão sumária é necessária para que se possa compreender a reestruturação realizada no setor elétrico brasileiro.

Até a década de 30 a presença do Estado no setor elétrico foi bastante limitada, se resumindo a algumas medidas isoladas de regulamentação. Em 1934 foi promulgado o Código de Águas, que atribuiu à União o poder de autorizar ou conceder o aproveitamento da energia hidrelétrica e estabeleceu distinção entre a propriedade do solo e a propriedade das quedas d'água e outras fontes de energia hidrelétrica para efeito de aproveitamento industrial. Todos os recursos hídricos foram incorporados ao patrimônio da União.

A década de 40 se caracterizou pelo choque entre as correntes favoráveis à nacionalização do setor elétrico e aquelas que defendiam o capital estrangeiro.

Após a Segunda Guerra Mundial, a demanda começou a ultrapassar a oferta de energia elétrica, em decorrência do crescimento da população urbana e do conseqüente

avanço da indústria, do comércio e dos serviços, iniciando um período de racionamento de energia nas principais capitais brasileiras.

Neste período, os governos federal e estaduais se aliaram na reorganização do sistema elétrico em bases estatais. Foram criadas a Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE), no Rio Grande do Sul em 1943, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) em 1946 e as Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG), em Minas Gerais no ano de 1952, marcando o início de um novo estágio no desenvolvimento do setor elétrico brasileiro.

Ao longo da década de 50, praticamente todos os estados da federação constituíram empresas estatais de energia elétrica, a partir da absorção das empresas estrangeiras.

Com a constituição da Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás, em 1963 foi delineada a estrutura do setor elétrico brasileiro, que vigorou até meados da década de 90, quando se deu início à reestruturação do setor.

O sistema centralizado implementado diretamente após a criação da Eletrobrás, não era apenas considerado como o modelo mais eficiente em termos técnicos e econômicos, mas também se ajustava ao modelo de crescimento impulsionado pelo Estado que prevaleceu no Brasil após a Segunda Guerra Mundial, quando o país fez a transição de uma economia agrícola de exportação para uma nova economia industrializada. De acordo com o modelo de substituição de importação, o setor público foi responsável pelos investimentos de infra-estrutura de capital intensivo, mas de baixo retorno, como eram tipicamente os monopólios naturais. E o Brasil também

desenvolveu um sistema de subsídio de tarifas, que visava baratear a energia elétrica para as indústrias, repassando o custo residual aos domicílios dos consumidores e a outras empresas fora do setor industrial.

A Eletrobrás foi criada como uma *holding* federal com controle acionário da maioria dos ativos de transmissão e geração através de suas quatro subsidiárias (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas). Também controlando os ativos de energia nuclear e detendo 50% do controle da Itaipu Binacional (em conjunto com o Paraguai).

Além da autorização para expandir o fornecimento de energia elétrica e fazer os investimentos necessários em transmissão, a Eletrobrás se tornou o patrocinador e organizador de duas entidades setoriais. Em 1973, o Grupo de Coordenação para Operação Interligada (GCOI) foi criado para controlar o sistema centralizado de despacho através da otimização do fluxo de água. Em 1982, o Grupo de Coordenação do Planejamento do Sistema de Energia Elétrica (GCPS) foi criado para projetar a demanda de energia elétrica através de previsões macroeconômicas e, com base nos resultados, definir os investimentos necessários para a expansão das atividades de geração, transmissão e distribuição. Também estabeleceu o cronograma dos projetos de investimento, priorizando os mais eficientes.

A Eletrobrás também foi responsável pela administração de significativos recursos financeiros destinados aos investimentos no setor elétrico, na sua maioria para as regiões Norte e Nordeste.

O modelo centralizado parecia funcionar bem, mas não era totalmente abrangente. Os governos dos estados mais ricos nas regiões Sul e Sudeste resistiram ao modelo centralizado e implementaram programas agressivos de investimento para a criação de seus próprios ativos de geração e transmissão, para melhor acomodação de sua maior base industrial e economias com crescimento mais acelerado. Como mostra a Tabela 4.2, Cesp, Cemig, Copel e CEEE detinham uma fatia considerável dos ativos de geração de energia elétrica em 1995, além do controle das atividades de distribuição. A Light e a Eletropaulo também tinham ativos de geração significativos, mas eram principalmente empresas de distribuição.

Tabela 4.2- Capacidade instalada das usinas elétricas - 1995 (MW)

Empresas	Usinas hidrelétricas	Usinas termelétricas	Total
Eletronorte	4.718	783	5.501
Chesf	8.617	290	8.907
Furnas	7.212	1.297	8.509
Eletrosul	2.602	620	3.222
Eletobrás	23.149	2.990	26.139
Itaipu	6.300		6.300
Cesp	9.461		9.461
Cemig	4.928	125	5.053
Copel	3.324	20	3.344
CEEE	896	511	1.407
Light	768		768
Celg	675	3	678
Eletropaulo	820	470	1.290
Total	27.172	1.129	28.301
Outras	514	558	1.072
Total Geral	50.835	4.677	55.512

Fonte: Oliveira, *A Perspectivas da reestruturação financeira e institucional do setor elétrico brasileiro*. Relatório de pesquisa patrocinado pelo Pnud/Ipea/Fundap, maio 1997.

Dois principais sistemas de transmissão interligados foram criados: o primeiro para as regiões Norte/Nordeste e o segundo para as regiões Sul/Sudeste.

Em relação a geração, as usinas termelétricas são minoria devido às tendências históricas em favor do desenvolvimento de energia hidrelétrica. As usinas termelétricas

operavam no sistema interligado em condição de *stand-by* por causa de seus altos custos. Geralmente, eram ligadas durante as estações secas e operam com carga máxima, para otimizar seu funcionamento e a geração de energia hidrelétrica. Os maiores custos das usinas termelétricas em relação às hidrelétricas eram compartilhados por todas as empresas no sistema interligado através de uma conta de consumo de combustível (CCC). Esta conta, portanto, subsidiava os custos adicionais das usinas termelétricas.

A contribuição de Itaipu é significativa. A Usina hidrelétrica de Itaipu, a maior em operação no mundo, é um empreendimento binacional desenvolvido pelo Brasil e pelo Paraguai no Rio Paraná, a partir da assinatura do tratado de Itaipu, em 1973. A construção teve início em 1974 e a décima oitava e última unidade geradora entrou em funcionamento em maio de 1991. A potência instalada da Usina é de 12.600 MW (megawatts), com 18 unidades geradoras de 700 MW cada. A produção recorde de 1999, de 90 bilhões de KWh (quilowatts-hora), foi responsável pelo suprimento de cerca de 80% da energia elétrica consumida no Paraguai e 25% de toda a demanda do mercado brasileiro.⁸ Uma lei promulgada em 1973, obriga as empresas brasileiras de distribuição de energia elétrica a comprar uma porção predefinida da capacidade de geração de Itaipu proporcional a sua fatia de mercado. O custo da energia adquirida de Itaipu baseia-se no serviço da dívida da usina acrescido de uma taxa de transmissão.

O sistema centralizado também incluía uma agência regulatória, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee), criado em 1965. Essa agência, subordinada ao Ministério das Minas e Energia, era responsável pela distribuição de concessões para as atividades de geração, transmissão e distribuição. No entanto, com

base no velho modelo, não havia necessidade de solicitação de licitações na distribuição de concessões. Nessa configuração tradicional, as políticas setoriais estavam diretamente subordinadas ao Poder Executivo, o que implicava na perseguição de objetivos muitas vezes contraditórios, tais como microeconômicos (eficiência produtiva), macroeconômicos (controle inflacionário e do déficit público) e sociais (universalização dos serviços).

Deve-se acrescentar que não foi exercida qualquer forma efetiva de regulação social sobre as empresas pelo Dnaee. A razão disso é o natural desinteresse do Estado em se autofiscalizar, tendo em vista que as empresas estavam sob seu controle acionário e não havia mecanismos sociais de controle sobre essas empresas. Como exemplo, podem-se citar os graves problemas ambientais surgidos ao longo das obras nos anos 80 e destacar-se, também, a falta de mecanismos pelos quais os consumidores pudessem reclamar seus direitos, considerando, inclusive, que o Código de Defesa do Consumidor foi promulgado somente em 1990.

O Dnaee não era independente e não tinha nem mesmo um papel preponderante na fixação de tarifas para o setor. Como a maioria de seus funcionários vinha das próprias empresas de serviços públicos, ocorreu o típico problema do regulamentador ser capturado pelo regulamentado. O envolvimento do Dnaee na administração das tarifas foi reduzido ainda mais após 1975, quando o Ministério da Fazenda começou a tratar dos reajustes de tarifas, como parte do esforço para controlar o crescimento da inflação.

⁸ fonte: www.itaipu.gov.br

Em 1974, as tarifas de energia elétrica foram unificadas em todo o país. Dada uma inflação de 30/40 pontos percentuais por ano em meados dos anos 70, os reajustes de tarifa eram cruciais para a preservação dos retornos reais de todas as empresas do setor elétrico. Assim, adotou-se um princípio para garantir às empresas um retorno mínimo de 10% sobre seus ativos. Como as tarifas eram iguais, enquanto a estrutura de custos e ativos era diferente, era necessário compensar as empresas com retornos menores, obtendo receita adicional daquelas com retornos maiores. O mecanismo adotado foi a Conta de Resultados a Compensar (CRC), na qual as empresas acumulavam resultados positivos ou negativos para posterior acerto. A CRC foi projetada como um mecanismo de soma zero para o setor como um todo.

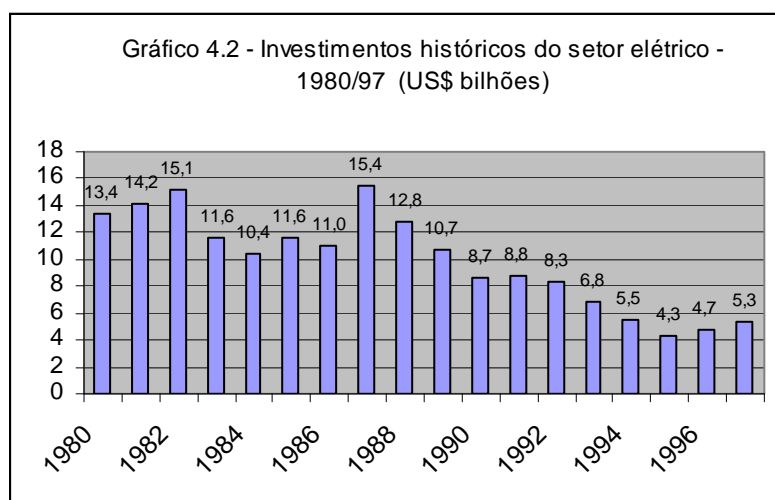
Através da centralização do planejamento da operação e, de certo modo, até mesmo dos recursos financeiros para investimento, o setor elétrico do Brasil cresceu rapidamente no final dos anos 60 e 70, espelhando o crescimento da economia brasileira como um todo, enquanto continuava a subsidiar os consumidores industriais. Esse crescimento foi auxiliado pela supressão de questões não econômicas, principalmente a ausência de legislação referente a questões ambientais durante este período, devido às prioridades do governo militar.

No início dos anos 80, o modelo centralizado começou a mostrar sinais de fraqueza econômica e financeira. Fundamentalmente, a centralização do planejamento e a facilidade de obtenção de financiamento não submeteram as decisões de investimentos ao mesmo tipo de exame usado na avaliação de investimentos privados, isto é, análise de fluxos de caixa descontado.

Em 1982, o colapso do financiamento internacional que se seguiu à inadimplência da dívida externa do México produziu no Brasil um choque intenso que resultou em uma severa crise fiscal, estagnação econômica e inflação muito alta. Para aliviar o efeito da crise econômica sobre os consumidores, as tarifas do setor público eram freqüentemente utilizadas como uma ferramenta antinflacionária pelos legisladores que mantinham os índices de reajuste abaixo dos índices de inflação. As empresas de serviços públicos reagiram, em princípio, reduzindo seus programas de investimento à medida que caía a demanda e explodiam os custos dos empréstimos. No entanto, essa reação mostrou-se insuficiente, dada a necessidade de investimentos para a manutenção e a expansão mínima necessária. Na verdade algumas receitas não conseguiam nem cobrir os custos operacionais. Portanto, a maior parte das empresas não teve outra escolha senão expandir as atividades de empréstimo e aumentar sua alavancagem. Em 1973 cerca de 78% das fontes de recursos destinavam-se a investimentos e 15% para o serviço da dívida, em 1989 constata-se uma total alteração do quadro: apenas 26% dos recursos eram investidos, sendo 74% consumidos no pagamento de compromisso com terceiros.

Ao mesmo tempo, ao não atingirem o mínimo de 10% de retorno sobre ativos, as empresas do setor elétrico, como um grupo, começaram a acumular cada vez mais uma posição de credor líquido nas contas CRC, isto é, o sistema não era mais de soma zero. Como o governo não permitia um reajuste adequado das tarifas, as empresas tentaram obter do governo uma compensação via mecanismo CRC que, em vista de seus próprios problemas, o governo se recusou a fornecer.

Do ponto de vista do financiamento, a crise do setor público privou o modelo centralizado do financiamento na garantia soberana, independente de sua própria eficiência microeconômica. Como resultado, os custos de financiamento dispararam ao mesmo tempo em que os empréstimos tornaram-se uma fonte de capital mais importante. O gráfico 4.2 mostra o impacto deste fenômeno sobre os níveis de investimento do setor elétrico. De um total de 13,4 bilhões de dólares em 1980, os investimentos caíram para 8,7 bilhões. Nos anos 90, os investimentos continuaram em queda, atingindo níveis abaixo de 5 bilhões de dólares.



Fonte: Eletrobrás (1998)

Uma fonte de exacerbação da crise financeira foi a importância crescente dada às questões ambientais dos anos 80. Após o retorno à democracia em 1985, foram promulgadas leis que obrigam o empreendedor de qualquer investimento de porte, como um projeto de construção de usina, a realizar um Estudo/Relatório de Impacto Ambiental, o assim chamado EIA/RIMA. Na maior parte dos casos, esse novo procedimento resultou em pagamentos significativos de ressarcimento a municípios e comunidades cujas propriedades foram inundadas pelos reservatórios de novas usinas hidrelétricas. Esses pagamentos, que naturalmente elevaram os custos destes projetos,

tornaram-se mais freqüentes e onerosos à medida que os governos locais recuperaram poder durante a restauração da democracia.

Mesmo assim, a eficiência administrativa parece explicar por que a crise financeira afetou algumas empresas mais do que outras. Ao final de 1995, a dívida total do setor elétrico atingiu US\$ 25 bilhões ou 14,43% do total de ativos. Em algumas empresas, o total da dívida excedia 25% do total de ativos. Em especial, apenas uma empresa, a Cesp, respondia por mais de 25% do total da dívida e tinha um índice dívida/ativo de 26,4%. Enquanto empresas similares como a Cemig e a Copel apresentavam um índice dívida/ativo muito mais baixo, 6,56% e 10,47% respectivamente⁹.

A crise foi pior nas empresas estaduais. No momento em que os bancos comerciais estaduais tiveram dificuldades no início dos anos 80, alguns estados começaram a utilizar suas empresas de energia elétrica para o financiamento indireto de seus déficits públicos. Isso podia ser feito responsabilizando essas empresas por atividades não relacionadas com o seu ramo de negócios. Como por exemplo os investimentos feitos pela Cesp na hidrovia Tietê-Paraná. Em alguns casos, as empresas de energia elétrica foram utilizadas como uma frente de contratação de funcionários com altos salários, que não trabalhavam na empresa ou que eram emprestados a outras entidades governamentais sem compensação. Uma prática comum também era a do não pagamento de contas de energia elétrica por algumas entidades devido a alianças políticas entre governos locais e o governo do estado.

⁹ Ferreira (1999)

Pires (2000) sintetiza em três pontos os fatores que ocasionaram a exaustão do modelo centralizado:

1. crise financeira da União e dos Estados, inviabilizando a expansão da oferta da eletricidade e a manutenção da confiabilidade das linhas de transmissão. O consumo de energia, embora em desaceleração, mantém um crescimento elevado e superior ao crescimento da produção, mostrando-se pouco sensível às flutuações na atividade econômica, especialmente nas classes residencial e comercial;

2. má-gestão das empresas de energia, provocada, em grande parte, pela ausência de incentivos à eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa;

3. inadequação do regime regulatório – inexistência, na prática, de órgão regulador, conflito de interesses sem arbitragem, regime tarifário baseado no custo de serviço e de remuneração garantida. Este aspecto foi ainda mais agravado pelo fato de uma série de custos incorridos pelas empresas não ser validada pelo governo em razão da utilização das tarifas para controle inflacionário.

No entanto, o sistema centralizado alcançou seus objetivos estratégicos. Por volta de 1995, o Brasil havia construído 55.512 MW de capacidade de geração de energia elétrica, 153.406 Km de linhas de transmissão e 1,6 milhão de km de linhas de distribuição.¹⁰ Mesmo que ao final o sistema centralizado tenha sido esmagado pelo seu peso financeiro, ele deve ser visto como um sucesso histórico.

¹⁰ Ferreira (1999)

Enfim, fruto desta longa construção, o parque gerador do setor elétrico brasileiro, hoje é composto por 91% de geração hidrelétrica e 9% de geração térmica.

4.4 – Reestruturação e Privatização da Indústria

No início dos anos 90, o modelo centralizado ainda estava funcionando, mas suas diversas falhas, discutidas na seção anterior, indicavam que esta já não era a melhor maneira de progredir. Assim, começou a busca por um novo modelo de operação, extremamente necessário.

O primeiro movimento em direção à reforma foi feito em 1993, com a aprovação da Lei 8.631, que criou a obrigatoriedade da celebração de contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras de energia, extinguiu a remuneração garantida de 10% mínimos de retorno sobre os ativos, eliminou as tarifas unificadas no território nacional e possibilitou a recuperação tarifária. O objetivo desta Lei era de introduzir uma política tarifária eficiente e estimular a eficiência econômica das concessionárias.

Foram definidos dois conjuntos de tarifas de energia elétrica, a tarifa de suprimento e a tarifa de fornecimento. A tarifa de suprimento é o índice de atacado cobrado por uma geradora de energia elétrica na venda para as empresas de distribuição incluindo o custo de utilização da linha de transmissão. Porém, no novo modelo, a cobrança de geração e transmissão será separada. A tarifa de fornecimento é o índice cobrado pelas empresas de distribuição do consumidor final. Esse índice é diferente para cada setor, como industrial, comercial e residencial e para a quantidade de energia consumida.

A Lei 8.631 não foi inicialmente eficiente em ajudar as tarifas do setor elétrico a recuperar seu valor real. Imediatamente após a promulgação da lei, o presidente Itamar Franco decidiu que o reajuste das tarifas públicas deveria ficar abaixo do índice de inflação para beneficiar a população. Mas, no final de 1993, os valores reais das tarifas de energia elétrica começaram sua recuperação. O estímulo inicial para esta recuperação surgiu das empresas de serviços públicos que exerceram um *lobby* contra a política de manter as tarifas abaixo da inflação, conseguindo algumas modificações ao longo do tempo. Mais importante, no entanto, foi a adoção do Plano Real em julho de 1994 e a subsequente queda da inflação.

Também no ano de 1993, o Decreto 1.009 criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL - com o objetivo de assegurar o livre acesso às linhas do sistema nacional de transmissão, facultando às concessionárias que também dispõem de linhas de transmissão próprias a adesão ao SINTREL. Essa medida reflete os princípios básicos do livre acesso às redes, de separação das supridoras das distribuidoras, favorecendo uma competição na geração de energia elétrica

Em setembro de 1993, através do Decreto 915, foi dada a permissão para a entrada de investidores autoprodutores de energia. Através desse decreto, as empresas poderão se consorciar para a geração de energia para consumo próprio, e caso haja excedente, poderão vendê-lo às concessionárias.

Em 1995, ano da posse de Fernando Henrique Cardoso, foram introduzidas mudanças mais radicais com a Lei 8.987, a chamada Lei Geral de Concessões, que estabeleceu o sistema de licitação para concessão de serviços públicos (competição pelo

mercado), que permitiu o Poder Público a outorgar a concessão de um serviço público mediante licitação. Os direitos e obrigações das concessionárias foram estabelecidos, e a necessidade de um sistema tarifário e regulador, que garantisse o equilíbrio econômico e financeiro da concessão, foi reconhecida.

No mesmo ano a Lei 9.074 estabeleceu vários princípios relativos à renovação das concessões no setor elétrico. As concessões antigas poderiam ser renovadas ou as novas concessões concedidas após o desmembramento das atividade de geração, transmissão e distribuição. As tarifas para novas concessões ou para a sua renovação deveriam ter como base a estrutura de custos de cada segmento do mercado de energia elétrica. A tarifa de suprimento original deveria ser dividida em custos separados e visíveis de geração e de transmissão de energia elétrica.

No que se refere às concessões de geração de energia elétrica, a Lei 9.074 estendeu por vinte anos as concessões das usinas que estavam em construção. Nos casos em que os projetos foram formalmente declarados “em atraso”, a empresa foi obrigada a apresentar um plano para sua conclusão em que o capital privado respondesse por, no mínimo, um terço do financiamento total, como forma de estimular a aplicação de técnicas de *project finance*. Várias tentativas foram feitas para introduzir capital privado para a conclusão das usinas inacabadas.

A Lei 9.074 também introduziu a figura do produtor independente de energia elétrica (IPP) e deu aos “consumidores livres”, de carga maior ou igual a 10 MW, a liberdade de escolha do seu supridor. Antes, as geradoras de energia elétrica privadas podiam apenas produzir energia para o seu próprio consumo ou para venda às

concessionárias de distribuição. A Lei 9.074 estabelece que um IPP pode vender sua energia para os consumidores livres. A atividade de geração foi, portanto, considerada como um mercado contestável, havendo possibilidade de competição neste segmento. Ao contrário, a atividade de transmissão de energia continuou sendo um monopólio natural. Quanto à distribuição, apenas grandes consumidores poderão ter acesso direto à geração.

Em outubro de 1997, a Medida provisória nº 1.531 introduziu modificações nas leis 8.987 e 9.074. A partir deste dispositivo, qualquer agente do setor, produtor independente ou concessionária, poderá importar ou exportar energia. As concessionárias, que antes podiam importar energia somente para consumo próprio, agora poderão fazê-lo para negociar com os consumidores livres. Outra novidade advinda desta medida é a possibilidade do autoprodutor vender seu excedente de energia também aos consumidores livres.

No início de 1995, o governo de São Paulo propôs um modelo pioneiro para a reestruturação que visava ao desmembramento das três empresas pertencentes ao governo estadual, Cesp, Eletropaulo e CPFL, para fins de privatização. O estado teria sua própria agência reguladora. Mas o modelo de São Paulo não poderia progredir se determinados fatores que teriam um impacto sobre o modelo em nível federal não fossem definidos. Esses fatores incluem questões relativas ao sistema centralizado de despacho, o tratamento das linhas de transmissão, a necessidade de divisão das tarifas de geração e transmissão e outras questões relacionadas. Além disso, os investidores provavelmente não iriam comprometer seu capital em novos projetos a não ser que o

novo ambiente regulatório, e especialmente o processo de fixação de tarifas, estivesse claramente definido com antecedência.

No início de 1996, a Eletrobrás contratou a consultoria britânica Coopers & Lybrand, através de licitação, para projetar um novo modelo para o setor elétrico no Brasil. Isso não impediu que o governo federal e alguns governos estaduais começassem a privatizar as empresas de distribuição por conta própria. No entanto, um modelo era crucial para a privatização de ativos de geração de energia elétrica, bem como a criação de um ambiente adequado para a estimulação de novos projetos privados de geração.

A Coopers & Lybrand apresentou seu relatório em meados de 1997.

4.5 - O modelo da Coopers & Lybrand

As principais recomendações do relatório da Coopers & Lybrand foram a criação de um mercado atacadista de energia elétrica (MAE), o estabelecimento de contratos iniciais para criar uma fase de transição para o mercado de energia elétrica competitivo, o desmembramento dos ativos de transmissão, a criação de um Operador Independente do Sistema (OIS) para administrar o sistema interligado, a criação de um órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e a organização das atividades financeiras e de planejamento neste novo cenário.

No novo figurino desenhado para a indústria de eletricidade no Brasil, a produção de energia elétrica foi definida como sendo um mercado contestável, havendo possibilidade de haver competição nesse segmento. Devido às características peculiares

do setor nacional, a concorrência não se dará da mesma forma como ocorreu em outros países onde essas reformas já estão em processo mais avançado, como no reino Unido.

A criação de um novo ambiente competitivo através do MAE enfrentou inúmeros desafios. O primeiro foi a questão de considerar o destino do sistema centralizado de despacho, que havia sido criado para otimizar a exploração dos recursos hídricos. Outra questão era que a energia fornecida pelas usinas existentes, a “velha energia”, é mais barata que a energia resultante dos novos projetos, a “nova energia”. E finalmente, algumas empresas de geração tem custos de investimento ilíquidos encalhados em projetos inacabados que iriam aumentar significativamente o custo da energia. Ou seja, empresas altamente eficientes iriam competir com outras que seriam menos competitivas por causa de seus custos encalhados.

O MAE irá substituir o antigo sistema de comando regulatório na fixação de tarifas e dos termos dos contratos de energia elétrica existentes. Nesse mercado deverão ser realizadas todas as transações de compra e venda de energia entre produtores, empresas varejistas e grandes consumidores. No novo modelo, serão distinguidos os serviços de distribuição e comercialização de energia. O transporte local de eletricidade em redes com tensão inferior a 230 kV, do ponto de saída do sistema de transmissão aos consumidores finais, será realizada pela empresa distribuidora que detém os ativos de distribuição: linhas, postes, subestações. A comercialização será feita pela empresa varejista que se preocupará com a compra de energia no MAE e compra dos serviços de transmissão e distribuição, bem como a revenda aos consumidores finais, incluindo as atividades de medição, emissão de faturas, cobrança e etc. Todos os geradores com capacidade instalada igual ou maior que 50 MW, varejistas com faturamento anual igual

ou maior a 100 GWh deverão fazer parte compulsoriamente do MAE ou ser nele representados. Grandes consumidores com demanda acima de 10 MW, os consumidores livres, poderão participar do MAE, se assim o desejarem.

Os principais objetivos do MAE são: estabelecer um preço que reflita, a qualquer instante, o custo marginal da energia no sistema; estabelecer um preço que possa ser usado como referência para a energia vendida através dos contratos bilaterais de longo prazo; prover um mercado onde geradores e distribuidores possam comercializar sua energia não contratada; e criar um ambiente multilateral, onde distribuidores possam comprar energia de qualquer produtor e os geradores possam vender a qualquer comprador. O preço à vista, que reflete o custo marginal do sistema, irá refletir apenas os custos de geração, com o pagamento em separado dos custos de transmissão pela empresa de distribuição.

A maior parte da energia consumida continuará a ser negociada através de contratos bilaterais que visam reduzir a volatilidade de preço experimentado por todos os participantes do mercado. Além disso, acordos de compra de energia (PPA) ou contratos de longo prazo entre IPPs e empresas de distribuição ou consumidores livres serão necessários para a execução das técnicas de *project finance* para novos projetos de geração. A entrega física especificada nos contratos bilaterais será garantida por uma nova entidade, o Operador Independente do Sistema, o OIS, que irá ter um papel similar ao do GCOI no modelo centralizado.

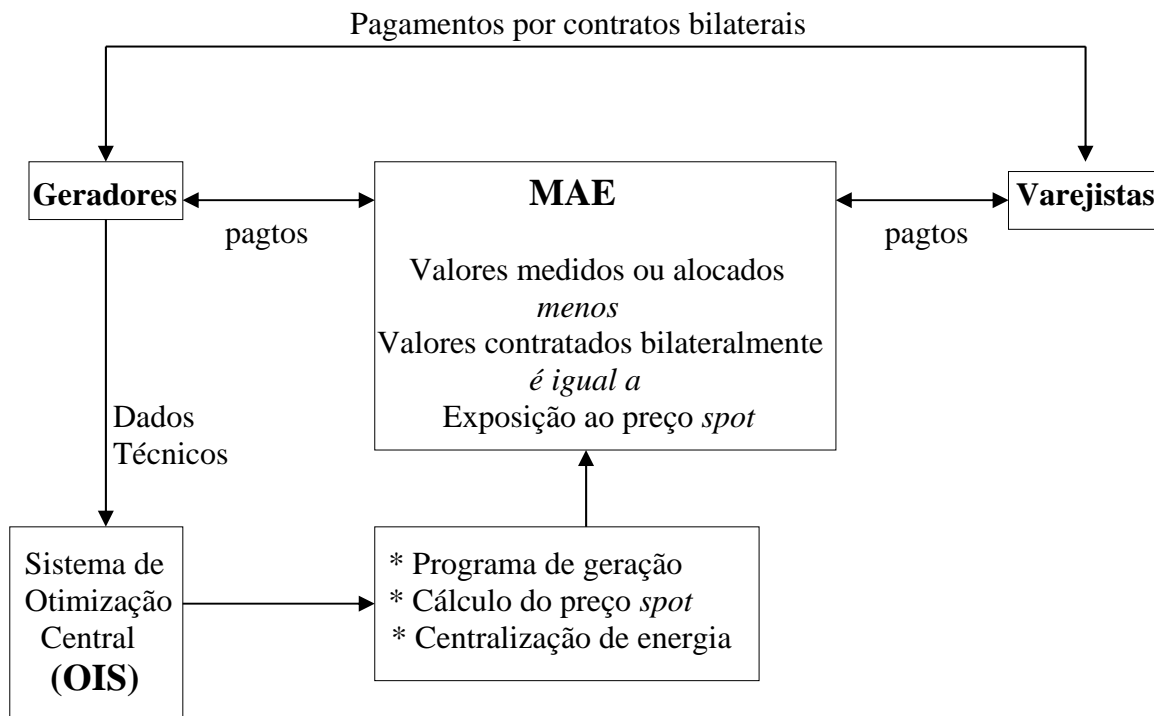
O OIS deverá realizar planejamento operacional, programação e despacho de carga e será representado pelos agentes envolvidos no setor. Através de dados recebidos

das empresas sobre afluições hídricas, níveis dos reservatórios, disponibilidade de usinas e custos de combustíveis, o OIS planejará a operação do sistema assegurando a otimização hidro-térmica. Ressalta-se que não haverá oferta de preços no MAE. O Operador Independente calculará um preço que representará o custo marginal do sistema ou preço *spot*, onde estarão equilibradas a oferta e demanda de energia. Esse preço deverá balizar os contratos firmados entre as geradoras de energia e as empresas de distribuição e varejo, pois espera-se que a maior parte da energia negociada seja realizada através de contratos bilaterais. O objetivo desses contratos será o de proteger as partes contra a exposição ao risco de variações acentuadas do preço *spot*.

Somente os fluxos de energia não acobertados por contratos bilaterais serão negociados diretamente no MAE e sujeitos à liquidação pelo preço *spot*. No entanto, todos os fluxos de energia serão levados em consideração para a programação e operação ótima do sistema, para o levantamento das perdas e cálculo do preço de mercado (*spot*).

O OIS terá, então, todos os fluxos de energia, negociados tanto no mercado bilateral como no mercado à vista, sob seu controle de maneira a otimizar a produção de ativos das geração de hidrelétricas e de termelétricas. Se houver necessidade de um racionamento de energia devido a uma estação excepcionalmente seca, o OIS, unilateralmente, irá definir a distribuição de energia para todos os participantes do mercado, substituindo os termos dos contratos bilaterais e obrigando todas as empresas a compartilhar o ônus proporcional a seus contratos. A figura 4.1 mostra uma visão geral da nova proposta comercial do setor de energia elétrica.

Figura 4.1 - MODELO COMERCIAL



Fonte: COOPERS & LYBRAND. Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro. jun./1997

O OIS deverá pertencer a todos os agentes envolvidos no setor (as geradoras, as empresas de transmissão, as empresas de distribuição, os consumidores livres e o setor público), sob a supervisão do Ministério das Minas e Energia - MME e regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. O OIS será responsável pela rede de transmissão, mas não será proprietário desses ativos. A propriedade dos ativos existentes deverá ser mantida, porém a expansão será licitada.

Cada empresa de transmissão deverá firmar um Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPTS) com o OIS, permitindo o controle operacional de suas redes em troca de um pagamento regular relacionado à disponibilidade de suas linhas.

As companhias de transmissão continuarão a ser responsáveis pela manutenção de seus ativos e podem ser solicitadas pelo OIS a investir na expansão do sistema, o que implicaria pagamentos adicionais do OIS à elas. Alternativamente, o OIS pode solicitar licitações para uma nova concessão de linha de transmissão. Com base neste acordo, as geradoras e as empresas de distribuição iriam assinar contratos tanto com o OIS como as companhias de transmissão. A tarifa de transmissão iria refletir o custo adicional da utilização da rede em diferentes locais, com base na metodologia do custo marginal de longo prazo, de maneira a garantir a viabilidade de novos investimentos.

Os preços da energia constantes nos contratos bilaterais de compra e venda serão desregulamentados e acordados entre as partes. Esses preços deverão refletir as expectativas do preço *spot* do MAE para o período em questão. Entretanto, o estabelecimento de um ambiente concorrencial na indústria deve ser feito de forma gradual para não comprometer o funcionamento do sistema e nem provocar uma alteração súbita dos preços. Para se introduzir de forma ordenada um mercado atacadista de energia, a consultoria propôs a criação de um conjunto de Contratos Iniciais entre empresas de geração e de distribuição e varejo (D/V). Esses Contratos Iniciais também resolvem o problema da variação estrutural de custo causada pelos custos de investimentos sem liquidez e pelas diferenças entre “nova energia” e “velha energia”.

Os Contratos Iniciais são contratos mandatórios que devem ser assinados entre os geradores de energia e as empresas de distribuição como parte da introdução do novo modelo. O conceito é fazer com que as empresas eficientes assinem contratos com preços mais baixos do que outras menos eficientes que cobram preços mais altos. Todos os compradores de energia seriam então obrigados a aceitar o mesmo *mix* de contratos

de preço alto e preço baixo. Tal procedimento tornaria o novo custo médio da aquisição de energia similar ao custo anterior a tais contratos. Por esse mecanismo, os fornecedores de baixo custo não teriam que racionar a demanda através de aumento de preço e os fornecedores de preço alto não seriam imediatamente forçados a assumir o papel de produtor sobressalente, com todas as conseqüências econômicas resultantes.

Cada contrato fará referência a um volume especificado de energia, e a soma dos volumes negociados nos contratos deverá refletir o nível de energia firme do sistema com base no atual critério de risco de déficit de 5%.

A proposta da Coopers & Lybrand sugeriu que os Contratos Iniciais no sistema interligado S/SE/CO vigorem por 15 anos e no sistema interligado N/NE por 20 anos. Após 6 anos para S/SE/CO e 11 para N/NE, os volumes contratados serão reduzidos gradualmente a uma razão de 10% ao ano. Dessa forma, geradores e empresas D/V estarão livres para negociar novos contratos para cobrir tanto o crescimento anual de seu mercado, como a energia necessária para substituir os volumes antes contratados. Isso daria aos produtores de alto custo tempo para diminuir seus custos e concluir projetos inacabados.

De acordo com a proposta inicial da Coopers & Lybrand, os Contratos Iniciais deverão ser alocados entre as empresas D/V limitando-se a um “auto-suprimento” de 50%, ou seja, empresas com alto grau de integração vertical (como o caso da Cemig, e da Copel) poderão se valer de energia própria até o montante de 50% de suas necessidades. Assim, não terão vantagens de custo. Para cobrir o restante de seu mercado, elas deverão comprar energia do sistema Eletrobrás e de outras geradoras.

Paralelamente, empresas D/V que comprem somente do sistema Eletrobrás também deverão comprar de outras geradoras (Figura 4.2).

Ressalta-se que em períodos de racionamento ou anos muito secos os volumes contemplados nos Contratos Iniciais estarão sujeitos à revisão para proteger os geradores de riscos excessivos. Para diminuir o risco de exposição dos geradores de base hídrica à variação hidrológica e às restrições na transmissão, deverá ser criado um Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. O efeito dessa ferramenta será equivalente a um *pool* de risco hidrológico ao nível do sistema entre todos os geradores hidrelétricos despachados de forma centralizada, ou seja, os geradores farão honrar seus contratos de venda de energia e receberão a quantia relativa à energia vendida, pois a entrega da energia ao D/V será garantida pelo *pool*, independente de sua origem.

Quanto à energia proveniente da binacional Itaipu, os Contratos Iniciais deverão ser semelhantes aos atuais, mas através de um novo intermediário - o Agente de Produção de Itaipu - API. Durante cinco anos o API venderá a energia da binacional a seu custo de aquisição, mas a partir do quinto ano o preço deverá se ajustar gradualmente ao custo marginal de longo prazo.

Algumas nuances com relação à energia térmica deverão ser ressaltadas, uma vez que o sistema brasileiro é predominantemente hidrelétrico. Os Contratos Iniciais de energia nuclear deverão considerar os volumes adicionais advindos da ativação de Angra 2 e serão alocados ao mercado cativo, onde os custos adicionais podem ser repassados. Além disso, esses contratos deverão se referir à capacidade e não a volumes fixos de energia. Os consultores sugerem também que o prazo contratual para a energia

Figura 4.2 - ALOCAÇÃO DOS CONTRATOS INICIAIS

Exemplo 1: Companhia D/V com pequena parcela de geração própria.

Situação Atual

Geração própria	- 20%
Outras Supridoras da Eletrobrás	- 50%
Itaipu	- 30%

Contratos Iniciais

Geração própria	- 20%
Geradoras	- 25%
Supridoras da Eletrobrás	- 25%
Itaipu	- 30%

Exemplo 2: Companhia D/V com grande parcela de geração própria e excedente.

Situação Atual

Exportação do excedente	- 15%
Geração própria	- 70%
Itaipu	- 30%

Contratos Iniciais

Geração própria para exportar para outras empresas D/V	- 35%
Eletrobrás	- 10%
Outras geradoras	- 10%
Geração própria	- 50%
Itaipu	- 30%

nuclear seja de 15 anos, porém sem redução do montante contratado. Os contratos devem ser firmados diretamente entre a Nuclen e as companhias D/V, sem a intermediação de Furnas.

A produção das demais usinas termelétricas (carvão, óleo e gás) foi classificada em dois blocos: a produção flexível e a produção inflexível. Denomina-se de unidade térmica flexível aquela que opera de forma complementar para firmar a geração hidrelétrica, ou seja, opera quando há insuficiência de geração de base hídrica, utiliza como combustível carvão ou óleo. A geração térmica inflexível se refere àquelas usinas que operam em regime de base e ininterruptamente, isto porque o gás é fornecido mediante contrato de *take or pay*¹¹ dificultando a interrupção de seu suprimento. As usinas termelétricas flexíveis estarão sujeitas a uma forma especial de Contratos Iniciais, onde as geradoras hidrelétricas deverão contratar energia térmica diretamente de seus produtores para garantir e aumentar a disponibilidade de energia oferecida às companhias D/V. Essa operação eliminará a CCC. A geração termelétrica inflexível será incluída em Contratos Iniciais com as empresas D/V.

A geração de energia será realizada, então, pelas geradoras federais (Nuclen e Itaipu), geradoras federais segregadas (Furnas, Chesf, Eletronorte), Eletrosul (térmica e hidrelétrica), geradoras subsidiárias de empresas D/V estatais ou privadas (Cemig genco, Copel genco, CEEE genco, genco de outros estados), produtores independentes de energia e autoprodutores.

Algumas mudanças institucionais deverão ocorrer em decorrência da reestruturação e privatização do setor elétrico. Novas responsabilidades institucionais

serão atribuídas ao governo, e haverá o novo órgão regulador da indústria - a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

A ANEEL deverá ser uma autoridade reguladora imparcial e independente, capaz de lidar eficazmente com as novas questões decorrentes do aumento da participação privada no setor e da concorrência. Seu principal papel será o de regulamentar e fiscalizar a indústria.

A missão da ANEEL será de assegurar o suprimento confiável e adequado de eletricidade, proporcionando aos consumidores preços moderados através de dois mecanismos: regulamentação de preços nas atividades monopolistas, de forma a manter e estimular a eficiência das concessionárias e sua viabilidade financeira; e através do estímulo à concorrência, sempre que esta for possível. As áreas onde a competição pode ocorrer são as seguintes: investimento e operação de geração térmica e hidrelétrica; mercado de atacado de energia elétrica e de contratos bilaterais; varejo no mercado livre; outorga de concessão para novas plantas de geração hidrelétrica e novas concessões de transmissão, distribuição e varejo.

Algumas medidas específicas são recomendadas para facilitar a competição. A primeira delas é a de reforçar o papel do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE - para evitar atitudes anti-competitivas na indústria. A ANEEL deverá investigar os casos suspeitos de comportamento inadequado e apresentar evidências ao CADE, que aplicará medidas apropriadas para inibir qualquer ação que possa prejudicar a competição na indústria.

¹¹ Take or Pay – Pegue ou pague. Mesmo se não utilizar o gás tem que pagar.

A separação das atividades - geração, transmissão, distribuição e varejo - deverá ser realizada mediante entidades legais diferenciadas, impondo limites para a integração vertical, nível de concentração na indústria e auto-suprimento. Os geradores estarão sujeitos a limites à participação no percentual de ações de qualquer empresa de D/V. As empresas de transmissão não poderão participar de quaisquer atividade de geração ou varejo. As empresas de D/V estarão limitadas à participação na geração a um percentual de seu faturamento anual de energia.

Haverá um período de transição de dez anos para atendimento a estes limites no caso de empresas verticalmente integradas que excedem essas limitações. Porém, aplicar-se-ão margens para o auto-suprimento: uma empresa D/V poderá contratar com suas empresas geradoras associadas apenas 30% de seus requisitos de energia.

Deverão ser exigidos, também, relatórios contábeis separados para cada atividade (geração, transmissão, distribuição e varejo) de acordo com diretrizes a serem estabelecidas pela ANEEL. Estes relatórios serão necessários para evitar subsídios cruzados das atividades monopolistas para as contestáveis e das reguladas para as não reguladas, além de controlar o nível de participação cruzada entre as empresas (integração vertical).

Para assegurar um sistema de livre acesso a ANEEL deverá ser responsável por regular os padrões técnicos exigidos para acessar as redes de transmissão e distribuição, assim como regulamentar os critérios para cálculo dos pedágios a serem cobrados. O sistema de livre acesso é fundamental para se incentivar a competição na indústria, e os

padrões técnicos e as tarifas de transporte poderão ser utilizados para inibir a concorrência no setor.

A ANEEL poderá agir independentemente, implementando políticas e diretrizes do governo, sem que essas obtenham aprovação do Congresso. Porém, os consultores da Coopers & Lybrand aconselham que as políticas governamentais sejam, tão logo possível, transformadas em leis, para dar maior segurança aos futuros investidores.

Por fim, será importante que a ANEEL estimule a criação de uma cultura organizacional caracterizada por imparcialidade, justiça, responsabilidade, honestidade, consistência, independência de possíveis influências políticas ou privadas, proatividade, aprendizagem e educação. Dessa forma, os riscos regulatórios poderão ser minimizados e a iniciativa privada se sentirá mais confortável em participar desta indústria.

O modelo da Coopers & Lybrand recomenda que o planejamento estratégico centralizado, utilizado pela GCPS, continue como planejamento indicativo. O planejamento seria realizado por uma nova entidade, O Instituto para o Desenvolvimento do Setor Elétrico, com uma estrutura acionária similar a do OIS. O planejamento indicativo englobaria um período de 25 anos e envolveria o estudo das capacidades hidrológicas, impactos ambientais e questões relacionadas. O objetivo da pesquisa seria o de encontrar os melhores propósitos para os investimentos privados no setor sem a criação de prioridades predeterminadas e vinculadas ao investimento privado.

Os consultores sugerem a manutenção da Eletrobrás como agente financeiro (AFS) para o setor elétrico. Mas, embora, a Eletrobrás tenha demonstrado claramente habilidade no financiamento do setor elétrico, questões como o risco de crédito devem ser melhor administradas por uma instituição financeira, que também tem alternativas mais amplas de obtenção de recursos. Ferreira (1999) cita que a tarefa de suporte do financiamento do projeto pode ser atribuída ao BNDES, o banco de desenvolvimento do governo brasileiro. Os fundos administrados pela Eletrobrás poderiam formar um fundo específico visando o financiamento de projetos de energia elétrica sob administração do BNDES.

A regulamentação econômica objetivará assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias em questão, além de limitar a possibilidade de subsídios cruzados às tarifas.

A forma de regulamentação econômica recomendada é abordagem de controle de preços, porém através da receita-teto. A ANEEL deverá definir uma fórmula que determinará o nível de receita a ser auferida pelo negócio regulamentado por um período fixo de tempo. No fim de cada período, ocorrerão revisões regulatórias quando serão realizadas avaliações no desempenho da concessionária e alterações nas fórmulas poderão ser feitas. Serão definidos parâmetros para o período seguinte com base nas expectativas quanto aos custos operacionais e custos de capital.

As novas fórmulas propostas pelos consultores trazem aprimoramentos em relação àquelas usadas nas privatizações da Light e Cerj. Nestes dois casos foram utilizados o modelo RPI-X. Por esse sistema, o preço do monopolista deve ser fixado

para um período de tempo, sendo reajustado conforme o índice de preços ao consumidor, menos uma taxa anual (X) fixada pelo regulador, que corresponde ao ganho esperado de produtividade. A tarifa permitida se baseia em uma série de parâmetros, que poderão ser ajustados automaticamente a partir de seus níveis iniciais durante o período de controle de preços, sem referência aos custos subjacentes. Os ganhos de eficiência durante o primeiro período que antecede a primeira revisão tarifária serão absorvidos pelos acionistas, pois foi acordado que o “X” (referente ao repasse de ganhos aos consumidores) será igual a zero. No período de revisão regulatória o órgão regulador - ANEEL - redefinirá os parâmetros das fórmulas para o período seguinte. Os benefícios de ganhos de eficiência auferidos nos anos anteriores serão, então, repassados aos consumidores.

As novidades a serem incorporadas na nova regulamentação econômica são basicamente as seguintes:

- as fórmulas regerão a receita total e não o nível de tarifas específicas;
- as fórmulas deverão ser separadas para cada atividade - transmissão, distribuição e varejo, sendo que a receita tarifária final será dada pela soma destes elementos regulamentados separadamente, somados à recuperação dos custos de energia em grosso;
- as fórmulas deverão refletir os vetores de custos subjacentes, sejam eles fixos ou variáveis;

- mecanismos de repasse de custos deverão estar contidos nas fórmulas, principalmente para repassar ao mercado cativo custos incorridos com a aquisição de outros serviços já regulados ou que tenham sido adquiridos competitivamente

- as fórmulas deverão conter outros elementos de incentivo para recompensar o bom desempenho, ou desincentivar o mau desempenho;

- cada fórmula deverá conter, também, fatores de correção.

Dentro da regulamentação receita-teto, as empresas de D/V terão liberdade para determinar as estruturas e relatividade das tarifas utilizadas para obter a receita permitida e deverão ser proporcionais aos custos subjacentes. Porém, algumas salvaguardas deverão ser estabelecidas para se evitar o excesso de subsídios cruzados entre as classes de consumidores. A ANEEL deverá exigir que os subsídios cruzados de um concessionário se limite a descontos para consumidores de baixa renda; descontos para cooperativas de eletrificação rural com necessidade comprovada de subsídios e subsídios cruzados geográficos dentro da área de concessão para equalizar as tarifas das zonas urbanas e rurais, incluindo quaisquer sistemas isolados operados pela mesma concessionária.

Os períodos de revisão tarifária deverão ser longos o suficiente para proporcionar incentivos, mas não demasiadamente longos a ponto de dificultar a previsão de evolução dos fluxos operacionais da empresa e sua lucratividade. A consultoria recomenda períodos de quatro anos para a revisão regulatória.

A Coopers & Lybrand recomenda ainda que nenhum mecanismo de benefícios compartilhados seja adotado durante o período de controle dos preços, para não expor os negócios a um risco maior. Os mecanismos de eficiência deverão ficar restritos àqueles implícitos nas fórmulas estabelecidas pela ANEEL. Além disso, eles alegam que os investidores não vêm com bons olhos esse tipo de mecanismo, podendo prejudicar a entrada de capitais privados no setor.

4.6 – Implementação do Modelo

O novo modelo institucional foi inaugurado pela lei 9.427/96, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), e a lei 9.648/98, que definiu, entre outras coisas, as regras de entrada, tarifas e estrutura de mercado. A lei 9.648 incorporou as recomendações feitas pelo relatório da Coopers & Lybrand.

Essa lei cria formalmente o MAE, que irá estabelecer o preço de referência para a energia comprada por meio de contratos bilaterais, ao mesmo tempo em que administrará o mercado à vista. A coordenação do sistema de despacho será atribuída a uma entidade similar ao OIS, chamada de Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade que absorveu as atividades sob a coordenação do GCOI.

A Lei 9.648 também regulamenta os Contratos Iniciais. Todas as empresas de energia elétrica são obrigadas a assinar os novos PPAs válidos para o período 1998/2005. Tais contratos irão vigorar, então, por apenas sete anos, um período muito menor do que os quinze anos recomendado pela Coopers & Lybrand.

As usinas termelétricas integrantes do sistema interligado tiveram desde 6 de fevereiro de 1998 seus custos mais altos compartilhados com todos os participantes do sistema interligado, através da conta CCC, até 2002. A conta CCC será gradualmente extinta durante os três anos seguintes a 2002. As usinas termelétricas que ingressaram no sistema após 6 de fevereiro de 1998 não receberão tal compensação.

Por fim, a lei autoriza a reestruturação das três subsidiárias remanescentes da Eletrobrás.

No final de 1996, a Lei 9.427 criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que substituiu o Dnaee. Estabelecida como órgão autônomo, a Aneel tem uma diretoria independente cujos cinco membros cumprem mandato de cinco anos. Por mais que a Aneel usufrua de relativa independência, tem a gestão financeira submetida ao controle do Legislativo e todos os seus atos se submetem ao controle de legalidade pelo Judiciário. Além disso, é obrigada a realizar Audiências Públicas e dar transparência às suas atividades, inclusive na Internet, objetivando reduzir os riscos de captura por qualquer dos agentes envolvidos nas políticas regulatórias.

As principais tarefas da Aneel são:

- garantir a qualidade do serviço aos consumidores;
- realizar a solicitação de licitações para novas concessões de geração, transmissão e distribuição;
- garantir que o MAE opere de forma competitiva;
- estabelecer critérios para custos de transmissão;

- fixar e implementar revisões de tarifas no varejo.

No que se refere a garantia da qualidade do serviço aos consumidores, a Aneel pode dividir a responsabilidade com os regulamentadores estaduais, caso as duas partes assinem um acordo formal. Um dos primeiros acordos dessa natureza foi fechado com o Estado de São Paulo. A Aneel também divide a responsabilidade com outros órgãos governamentais. Em relação às usinas termelétricas a gás, deverá operar em parceria com a Agência Nacional do Petróleo (ANP), já que este órgão será responsável pelas concessões para exploração e transporte de gás natural.

A criação da Aneel objetivou preencher a carência de um órgão setorial com autonomia para a execução do processo regulatório e para a arbitragem dos conflitos dele decorrentes, fruto dos distintos interesses entre Poder Concedente (governo), empresas (prestadores dos serviços) e consumidores. No entanto, existem desafios a serem superados para que a missão regulatória da agência venha a ser desempenhada com eficácia, em especial aqueles oriundos da falta de tradição regulatória e da falta de pessoal especializado.

Outro empecilho reside nas dificuldades existentes para que haja uma efetiva autoridade das decisões da Aneel na solução de eventuais conflitos. Apesar de a Lei 8.987/95 (Lei Geral de Concessões) prever a adoção da arbitragem por parte da agência, a matéria não é pacífica, tendo em vista que a Lei de Arbitragem (Lei 9.307/96) se aplica aos contratos de natureza comercial, não abrangendo os de natureza administrativa. Os entendimentos sobre a matéria são divergentes e possíveis arbitragens efetuadas pela Agência poderão ser levadas à apreciação do Poder

Judiciário. Esta possibilidade, em razão da inerente morosidade das demandas judiciais, faz com que, na prática, muitas das decisões da Agência não surtam os efeitos imediatos esperados.

Adicionalmente, o fato de a Aneel ter sido criada após o início das reformas dificultou a afirmação do órgão no novo ambiente institucional, aumentando as incertezas regulatórias. Como exemplo, pode-se citar a superposição de funções entre a agência e o Ministério das Minas e Energia, durante a apuração das razões do blecaute de março/1999 e dos problemas de fornecimento no verão de 1998 no Rio de Janeiro.

Por mais importantes que tenham sido a criação da Aneel, o relatório da Coopers & Lybrand e a legislação promulgada para a sua implementação, a privatização da empresas de distribuição já havia começado antes do surgimento desses fatores. Em 1995 e início de 1996, o governo federal privatizou com sucesso suas duas empresas de distribuição, a Light e a Escelsa. O governo criou o Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (Pepe), pelo qual o BNDES antecipava recursos financeiros aos Estados por conta do que seria obtido nos leilões. Ao final de 1996, a primeira empresa de distribuição de um governo estadual foi privatizada (Cerj, no Rio de Janeiro). Desde então, várias empresas estatais foram privatizadas. Os estados puderam privatizar essas empresas de distribuição antes da completa reestruturação do setor elétrico porque seus contratos de concessão incluíam cláusulas para reajustes de tarifas, eliminando assim a maior incerteza do ponto de vista do investidor.

Até fevereiro de 2000 cerca de 65%¹² do mercado nacional de distribuição já haviam sido transferidos para a iniciativa privada, com participação expressiva dos grupos norte-americanos e europeus, como pode ser visto na tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Processo de Privatização do Setor Elétrico Brasileiro

Empresa	Data da Venda	Principais Acionistas	Participação no Mercado Nacional (*)
I- Distribuição Sul-Sudeste-Centro-Oeste			
1. Escelsa/ES	12/07/95	Iven (Brasil)/GTD (Brasil)	2,20%
2. Light/RJ	21/05/96	EDF(França)/AES e Houston (EUA)	9,00%
3. Cerj	20/11/96	Endesa e Chilectra (Chile), Endesa (Espanha) e EDP(Portugal)	2,40%
4. RGE/RS	21/10/97	VBC (Brasil)/ CEA (EUA)	1,90%
5. AES Sul/RS	21/10/97	AES (EUA)	2,40%
6. CPFL/SP	01/11/97	VBC e Bonaire (Brasil)	7,10%
7. Enersul	19/11/97	Iven e GTD (Brasil)	1,00%
8. Cemat/MT	27/11/97	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	0,95%
9. Metropolitana/SP	15/04/98	EDF(França)/AES e Houston (EUA)	13,70%
10. Elektro/SP	16/07/98	Enron (EUA)	4,10%
11. Bandeirante	17/09/98	VBCe Bonaire (Brasil)/ EDP (Portugal)	9,20%
II - Distribuição Norte/Nordeste			
12. Coelba/BA	01/07/96	Iberdrola (Espanha) e Previ (Brasil)	3,30%
13. Energipe/SE	01/12/97	Cataguases (Brasil) e CMS (EUA)	0,60%
14. Cosern/RN	01/12/97	Iberdrola (Espanha) e Previ (Brasil)	0,90%
15. Coelce/CE	02/04/98	Endesa e Chilectra (Chile), Endesa (Espanha) e EDP(Portugal)	1,90%
16. Celpa/PA	01/07/98	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	1,20%
17. Celpe/ PE	17/02/00	Iberdrola (Espanha) e Previ (Brasil)	2,40%
III - Geração			
18. Cachoeira Dourada/	05/09/96	Endesa (Chile)	0,03%
Gerasul/SC	15/09/98	Tractebel (Bélgica)	6,80%
Parapanema/SP	28/07/99	Duke-Energy (EUA)	4,90%
Tiête/SP	27/10/99	AES EUA)	5,6

Fonte: BNDES

OBS.(*) Participação: Distribuidoras por energia vendida e Geradoras por geração bruta total

¹² Pires (2000)

No que se refere ao segmento de geração, os ativos federais foram incluídos no Programa Nacional de Desestatização (PND), já tendo sido realizado o leilão da Gerasul – empresa que herdou os ativos de geração da Eletrosul após processo de cisão em que esta última se manteve estatal e com o controle dos ativos de transmissão. Conforme determinação da Lei 9.648/98, o governo vem tentando promover a cisão das demais empresas federais, originando, a princípio, as seguintes empresas: a) três a partir de Furnas (duas geradoras e um transmissora); quatro a partir da Chesf (três geradoras e uma transmissora) e, por fim, seis a partir da Eletronorte (duas geradoras isoladas, uma geradora que fornece para o sistema interligado – hidrelétrica de Tucuruí – uma transmissora do sistema interligado e duas empresas integradas que atendem sistemas isolados).

No entanto, o governo vem encontrando dificuldades para a consecução desse processo, tais como o equacionamento dos passivos trabalhistas no caso de Furnas, a definição sobre a regulação das águas no caso da Chesf e a forma de viabilização econômico-financeira dos sistemas isolados no caso da Eletronorte. O governo federal transferiu a coordenação do processo de privatização dessas empresas do Ministério de Desenvolvimento para o Ministério de Minas e Energia, visando dar agilidade ao processo.

Paralelamente, o processo de privatização permanece sendo implementado por diversos estados, com destaque para a venda dos ativos do sistema de geração da Cesp/SP, cindido em três empresas de geração. As duas primeiras – a Paranapanema e a Tietê – foram vendidas, respectivamente, em julho/99 e outubro/99.

4.7 - Conclusão

Como o sistema de geração brasileiro vem operando no limite de sua capacidade e há uma escassez de recursos públicos para a expansão do parque gerador, o Governo precisou reformular o seu papel no setor elétrico. Desta forma, o Estado empresário iniciou um processo de reorientação, a fim de repassar esta função para setor privado e reservar para si a tarefa de regular e fiscalizar as atividades do setor.

Conforme o descrito anteriormente, a reforma baseou-se no estabelecimento de um mercado eficiente e competitivo para geração e comercialização, na criação de condições favoráveis para investimentos privados na expansão do setor, na privatização de estatais distribuidoras e geradoras com a garantia de livre acesso às redes de transmissão e distribuição. Com este propósito foram criados e reformulados diversos órgãos para a regulação, coordenação e fiscalização do setor tais como: a Aneel, o ONS e o MAE.

Até o momento, a privatização do setor elétrico provou ser bem sucedida em termos de geração de receita através de ativos, atração do capital estrangeiro para financiamento de um novo modelo competitivo e substituição de um ambiente no qual a maior parte das empresas era afetada por resultados fracos, alto endividamento e níveis baixos de investimentos.

Além disso, as perspectivas parecem ser excelentes para a melhoria da qualidade dos serviços oferecidos ao consumidor, ao mesmo tempo em que os custos se situam em patamares mais razoáveis. Grande parte desta melhoria será estimulada pelas previsões

dos aumentos de produtividade que parecem resultar da privatização. A estrutura para o aumento de investimentos na capacidade de geração parece também ser bastante adequada.

Posto que o país conta em sua grande maioria com geração hidrelétrica, vem-se realizando novos investimentos em termelétricas, a fim de tornar a geração hidrotérmica, na qual as térmelétricas atuam em parceria com as hidrelétricas em prol da otimização do sistema como um todo.

Apesar dos esforços empreendidos, a reestruturação do setor elétrico brasileiro encontra-se inclusa e necessita do desenvolvimento de aspectos institucionais e regulatórios para que se garanta a expansão da capacidade geradora do sistema e, ao mesmo tempo, sejam asseguradas a modicidade, a continuidade, a qualidade e a universalização dos serviços.

CAPÍTULO V- GÁS NATURAL NO REINO UNIDO

5.1- Introdução

Segundo Armstrong, Cowan e Vickers (1994), em março de 1992 havia trinta e seis companhias produzindo gás na Bacia Continental do Reino Unido (UKCS - United Kingdom Continental Shelf). Doze destas companhias controlavam 90% da produção e os três maiores produtores eram a British Gas (BG) com uma fatia de 18,7%, a British Petroleum (BP) com 14,9% e Shell/Exxon com 21,6%.

A BG tem a maior parcela das reservas. Os preços pagos pela BG para o gás comprado de sua unidade de Exploração e Produção são negociados a curto prazo. Os contratos da BG com produtores operando na UKCS são de longo prazo, usualmente pelo prazo de vinte e cinco anos. Como a BG era a única compradora do gás da UKCS, havia o risco de um comportamento oportunístico por parte dela. Assim, contratos de longo prazo foram necessários para encorajar o investimento nos campos de gás. O crescimento recente da competição no mercado de gás reduzirá este problema de permanência dos contratos e poderá permitir contratos de prazos mais curtos ou mesmo um mercado spot de gás.

Os preços sob os contratos da BG são relacionados a índices exógenos. Já os preços de compra dos contratos feitos com produtores da Bacia Old Southern são relacionados tipicamente ao Índice de Preços ao Produtor, que por sua vez relacionado ao preço do petróleo. Quando a privatização da BG estava sendo preparada, alguns comentaristas expressaram a preocupação com os contratos da Bacia Old Southern, pois estes davam um custo médio de aquisição do gás que estaria abaixo do custo marginal dos novos campos. Desde que os competidores somente teriam acesso a estes últimos, as possibilidades de entrada eram poucas. Este argumento não é tão forte hoje como era em 1985 pois os contratos da Bacia Old Southern formam uma parcela declinante dos suprimentos da BG – caíram de 43% em 1986-87 para 31% em 1990-91 – e houve um forte declínio nos preços do petróleo em 1986 e pouco poder de recuperação dos preços desde então. Isto reduziu os custos marginais de compra de gás em comparação aos custos médios. Mais tarde os contratos relacionaram os preços de gás aos preços de combustíveis competidores tais como óleo combustível pesado, óleo de gás, óleo cru, eletricidade e o Índice Geral de Preços no Varejo para óleo e luz.

A BG é a única firma com uma rede de transmissão e de distribuição cobrindo a maior parte da Grã Bretanha (mas não a Irlanda do Norte). A BG também é o fornecedor dominante de gás. Em 1992 ela tinha 18,4 milhões de consumidores que utilizavam menos do que 25.000 UT's.¹³ Todos estes consumidores estão sujeitos a uma tarifa regulada e muitos são consumidores residenciais. O consumo residencial médio está entre 640 e 670 UT's dependendo do clima. Cerca de 70% dos suprimentos da BG em volume vão para o mercado tarifado. Preços reais tarifados caíram 16% entre 1986-87 e 1992. Desde agosto de

1992 aqueles que consomem entre 2.500 e 25.000 UT's por ano foram autorizados a comprar de competidores e 13% dos que estavam nesta faixa assim o fizeram.

No mercado não tarifado, onde a utilização excede 25.000 UT's, a BG teve competição crescente desde 1990. Em 1992 o volume total de vendas no mercado não tarifado era de cerca de 7 bilhões de UT's. A BG forneceu 5,8 bilhões de UT's das quais 2,5 bilhões eram consumidos por consumidores "firmes" (aqueles aos quais a BG garante não interrupção) e 3,3 bilhões eram utilizados por consumidores "interruptíveis" (incluindo 0,25 bilhões utilizados por geradores de eletricidade). Os preços não tarifados da BG caíram mais de 30% em termos reais de 1986-87 até 1992. Os competidores forneceram 1,2 bilhões de UT's para consumidores firmes (32% do mercado total firme acima de 25,000 UT's) mas não ofertaram contratos interruptíveis. Havia vinte e oito competidores no suprimento a varejo, incluindo produtores de óleo e gás, todas menos uma das companhias regionais de eletricidade e independentes.

A participação do gás no consumo final de energia do Reino Unido (medido por volume) foi de 33% em 1991. As vendas totais de gás natural cresceram lentamente em anos recentes por causa de invernos suaves, a recessão e a queda na construção civil. A taxa média de crescimento no volume de gás natural consumido de 1987 a 1991 foi de cerca de 1%. Tal crescimento estava em linha com o crescimento médio do consumo final de energia de 0,94%, de forma que a participação de mercado do gás natural permaneceu constante durante este período.

¹³ Uma Unidade Térmica é equivalente a 29,31 kilowatt hora.

Recentemente, entretanto, uma expansão acelerada para a demanda de gás veio do novo mercado de geração de eletricidade. Desde a privatização da indústria de fornecimento de eletricidade em 1990 e 1991, o desenvolvimento da tecnologia de turbinas a gás de ciclo combinado (CCGT), e o afrouxamento em 1991 de uma restrição na utilização de gás em usinas de energia, houve um movimento para construir novas usinas de geração que queimam gás. A demanda potencial para o gás desta fonte é muito grande e poderia ter um efeito considerável nos preços do gás em geral e na taxa de esgotamento das reservas de gás. Enquanto que o consumo total de gás foi o mesmo em 1992 que em 1991, a demanda para gás dos geradores cresceu em 98%.

No ano de 1992 a BG teve um movimento total de 10,5 bilhões de Libras dos quais 1,8 bilhão veio do suprimento, distribuição e transmissão de gás. Ela tinha na Grã Bretanha setenta e nove mil empregados.

5.2 - Questões Políticas

As principais questões políticas podem ser divididas naquelas relacionadas com a estrutura da indústria e naquelas relacionadas com a conduta, embora inevitavelmente haja alguma sobreposição entre as duas. Na primeira categoria existem questões acerca da estrutura vertical, regional e horizontal da indústria. Já os principais aspectos da regulação da conduta levam em conta o nível e a estrutura dos preços, incluindo preços de transporte.

A primeira questão para os elaboradores das políticas é se deveria haver integração vertical entre os diferentes estágios da cadeia de produção e suprimento. As possibilidades

variam da integração completa de todos os quatro estágios até a separação completa. A principal questão é se a propriedade do negócio de transportes deve ser separada do negócio de suprimento de gás. Sob esta opção os fornecedores de gás alugariam a utilização dos dutos e das instalações de armazenagem da firma de transporte e esta não poderia fornecer a varejo. A separação vertical poderia ser necessária para evitar que uma firma integrada ganhasse vantagens especiais no mercado de fornecimento. Um outro benefício da separação vertical é que ela reduz a desvantagem de informação do regulador quando ele estabelece preços de acesso. Isto porque uma firma de transportes separada teria suas próprias informações contábeis e talvez teria de forma clara sua participação no preço final. Entre os custos de separação existem os custos da reorganização e as possíveis perdas de economias de abrangência de uma firma integrada.

Se o transporte é verticalmente separado do suprimento e os termos de acesso são concedidos, então em princípio haverá um campo de atuação para os fornecedores. Entretanto, o problema horizontal permanece. O fornecedor previamente pertencente a firma transportadora pode ser dominante. Ele pode controlar a produção de gás a granel ou pela propriedade das instalações de produção ou através de contratos de longo prazo com produtores independentes. O fornecedor dominante pode atuar estrategicamente em sua política de compra de gás para evitar antecipadamente as entradas de outras empresas. Algumas restrições devem ser requeridas no seu comportamento contratual para facilitar a competição. Uma opção é forçar o fornecedor dominante a vender algum do seu gás contratado. Opções mais radicais tais como estabelecer um mercado spot de gás diário, podem ser consideradas, embora, como na eletricidade tal mercado spot necessitaria provavelmente ser suplementado por contratos e dependeria de tecnologia de medição.

Uma outra questão sobre a estrutura vertical é se a própria firma transportadora deveria ser separada numa companhia nacional de transmissão com uma ou mais companhias separadas operando na transmissão regional e distribuição local. A regionalização aumentaria a capacidade do regulador em usar a competição por desempenho, mas levaria a custos de transações maiores e a custos de divisão. Se for permitido às companhias de distribuição fornecer gás, tanto como distribuí-lo, os fornecedores rivais podem ser discriminados em termos de acesso, de forma que possa ser o caso de proibir as companhias de distribuição bem como a companhia de transmissão de fornecer gás.

As questões políticas ligadas a estrutura horizontal são mais simples. A produção de gás é relativamente competitiva porque a escala mínima eficiente dos poços de extração de gás não é grande se comparada ao tamanho do mercado.

Ao contrário da produção, os estágios de transmissão e distribuição da cadeia de suprimento são naturalmente monopolísticas. Pode haver um argumento para permitir que novos entrantes construam novos gasodutos servindo novos consumidores mas a competição direta geral no transporte é provavelmente antieconômica a menos que as tecnologias mudem ou a demanda cresça rapidamente. A questão horizontal relaciona-se ao quanto o fornecimento deve ser competitivo. É um negócio com poucos custos irre recuperáveis e o fornecimento para grandes consumidores não é um monopólio natural. Mas a viabilidade da competição por pequenos consumidores não é clara devido aos altos custos de medição e de marketing neste segmento do mercado. Questões políticas incluem

se e quão rápido o mercado deve ser liberalizado e se o negócio de fornecimento da firma dominante dever ser dividido horizontalmente.

Na regulação da conduta, os reguladores precisam considerar quais mercados devem ter regulação de preços. Tipicamente o mercado para pequenos consumidores terá que ser regulado a menos que a competição seja forte. O regulador precisa decidir qual deverá ser o nível limite da tarifa. A extensão do repasse de custos também deve ser determinado. A volatilidade dos preços de compra do gás na “cabeça de praia” (beachhead)¹⁴ e sua importância na determinação dos preços finais de venda implica um caso de primeira instância para permitir algum repasse de custos do gás. Se existe aí uma separação vertical, então o custo de transporte ficará fora do controle da firma fornecedora e pode haver o caso de permitir-se o repasse dos preços de transporte. Mas uma razão de não permitir que preços de transporte sejam repassados entre revisões de preço é que eles são certamente estáveis e previsíveis, ao contrário dos custos de compra de gás.

O gás natural é um produto cujo transporte a longas distâncias e a distribuição em áreas rurais são caros e existe uma variação sazonal significativa nas demandas dos pequenos consumidores. Uma questão é se existe suficiente diferenciação de preços que reflita os custos relativos de servir diferentes regiões e mercados com diferentes demandas sazonais. A competição pode induzir ao estabelecimento de preços que reflitam mais os custos. Outro aspecto é se um remanejamento entre a tarifa fixa e a tarifa de utilização deve ser permitida. Uma questão final relacionada a um mercado com regulação de preço

¹⁴ Instalação que concentra o produto vindo dos diversos poços para então processá-lo e distribuí-lo a partir daí para os mercados consumidores. Normalmente fica na praia, como é o caso do Reino Unido.

examina a troca entre a qualidade do serviço (por exemplo na obtenção de um suprimento, leitura de medidores, continuidade de suprimento e serviços de emergência) e o preço.

No mercado para grandes consumidores as questões acerca da formação de preços são ligadas com o grau de competição direta neste mercado. Se existe uma firma dominante o seu nível de preços deve ser regulado? Uma consideração aqui é que se o nível de preços é colocado muito baixo, então a entrada competitiva pode ser desencorajada. A estrutura de preços da firma dominante deve ser regulada? Se a firma pode discriminar seus preços então a entrada de novos competidores pode ser evitada.

Uma questão final relaciona-se aos termos de acesso à rede de dutos. Se existe uma separação vertical completa entre transporte e fornecimento, então a firma transportadora necessita ser capaz de cobrir os seus custos se o governo não é ou não deseja subsidiá-la. A fixação de tarifas de acesso é especialmente difícil se há pouca ou nenhuma separação vertical.

5.3 - Antecedentes Históricos da Privatização

A indústria inicial era altamente fragmentada com mil e quarenta e seis companhias sob controle privado ou municipal na época da nacionalização em 1948. O gás era produzido principalmente pela queima de carvão. E esta era uma atividade localizada porque os custos de transmissão a longa distância e distribuição são excessivos. O Ato do Gás de 1948 amalgamou estas companhias em doze Diretorias de Área e o Conselho do

Gás foi criado. O Conselho do Gás atuava como um canal de comunicação com o Governo e levantava fundos para as Diretorias de Área.

Três desenvolvimentos tecnológicos dos anos 50 e 60 facilitaram a reestruturação da indústria. Primeiro, o aumento no preço do carvão estimulou o desenvolvimento de tecnologias para a produção de gás a partir de destilados leves de petróleo. Segundo, gás natural liquefeito (GNL) começou a ser importado, principalmente da Argélia e era distribuído via um gasoduto de alta pressão. Terceiro e mais importante, a descoberta de grandes reservas de gás sob o Mar do Norte em 1965 levou a uma conversão maciça de todos os equipamentos para o uso de gás natural e a construção de um sistema nacional de transmissão de alta pressão para levar o gás para as Diretorias de Área.

A criação de uma rede nacional de transmissão levou a posterior centralização da indústria. O Conselho do Gás foi renomeado como British Gas Corporation (BGC) sob o Ato do Gás de 1972 e englobou as operações das doze Diretorias de Área. A BGC tinha o monopólio sobre a venda de gás e também recebeu poderes de monopólio para o gás extraído do setor do Reino Unido do Mar do Norte. Estas mudanças tecnológicas transformaram a indústria de produção e distribuição local e regional para um comprador e distribuidor centralizado do gás do Mar do Norte.

Os primeiros passos para a liberalização do mercado de fornecimento de gás foram feitos pelo Ato de Óleo e Gás de 1982. No mesmo ano o Secretário de Estado para a Energia anunciou que seria dado um papel maior às forças de mercado na alocação de recursos para o setor energético e o Ato de 1982 era parte desta filosofia. O Ato permitia o

acesso a rede existente de dutos por competidores fornecedores de gás. O Ato efetivamente excluiu o mercado residencial dos competidores potenciais estabelecendo que a autorização para suprir consumidores os quais estejam a 25 jardas de um fornecedor existente não seria dada a menos que a demanda anual fosse no mínimo de 25.000 EU's. A legislação era completamente inefetiva – ao tempo do Relatório MMC (Comissão de Monopólios e Fusões) de 1988 sobre o mercado não tarifado, o único acordo existente era um que fora negociado antes do Ato de 1982 (e foi renegociado depois do Ato de 1986). Somente em 1990 que o primeiro novo gás competitivo fluiu através dos dutos da British Gas.

O Ato de 1982 separou os ativos de exploração e produção de petróleo da BGC do negócio principal. Estes ativos foram privatizados em 1984. Também aboliu o monopólio contrato da BGC sobre a compra do gás do Mar do Norte mas o monopólio “de fato” permaneceu por causa do requisito de descarregar todo o gás do setor do Reino Unido do Mar do Norte no próprio Reino Unido e pela ausência de quaisquer compradores alternativos.

5.4 - Reestruturação e Privatização da Indústria

O Ato do Gás de 1986 pavimentou o caminho para a privatização da BG. Ele estabeleceu o Escritório de Fornecimento de Gás (Ofgas), com um Diretor Geral de Suprimento de Gás (DGGS) na sua condução, e um Conselho de Consumidores de Gás separado. O Secretário de Estado e o DGCS tem o dever primário de assegurar que as empresas autorizadas a fornecer gás satisfaçam todas as demandas razoáveis de gás e de assegurar que tais empresas estejam aptas a financiar a provisão dos serviços de suprimento

de gás. Sujeitos a estas obrigações primárias eles devem proteger os interesses dos consumidores a respeito de preços, continuidade de suprimento e a qualidade dos serviços de suprimento de gás; promover a eficiência e a economia; proteger o público de perigos; e permitir que empresas compitam eficientemente no suprimento de gás através de dutos a quantidades que excedam 25.000 UT's por ano.

A BG foi agraciada com uma franquia sobre o mercado para aqueles com uma demanda anual menor que 25.000 UT's por ano e requerida a oferecer a estes consumidores uma tarifa fixa e foi ordenada a não mostrar nenhuma preferência indevida no estabelecimento da tarifa. A tarifa podia incluir uma taxa adicional e também foi permitida relacionar-se à localização do consumidor e a outros fatores tais como o fator de carga (a relação entre a demanda média e a demanda de pico) que possam ser relevantes. A ausência de qualquer requisito para promover a competição no mercado tarifado foi retificada pelo Ato da Competição e Serviços de 1992, o qual requereu que o Secretário de Estado e o DGCS assegurassem uma competição efetiva entre empresas cujos negócios consistissem do suprimento de gás sem a restrição para o mercado acima de 25.000 UT's por ano. A competição para consumidores com demandas anuais entre 2.500 e 25.000 UT's foi permitida desde agosto de 1992.

O fornecedor de gás tem que ser autorizado pelo Secretário de Estado e tem tarefas para manter e desenvolver um sistema econômico, coordenado e eficiente de fornecimento de gás; atender qualquer pedido razoável para suprimento (exceto no mercado para mais do que 25.000 UT's por ano) e a evitar qualquer preferência indevida no suprimento de gás. A autorização pode ser modificada se o DGCS e o fornecedor concordarem sobre os termos.

Nos casos onde não se chega a um consenso, o DGCS pode indicar o fornecedor de gás para a MMC, a qual pode determinar se qualquer prática que atue contra o interesse público exige uma emenda (correção) da autorização.

Sob o Ato de 1986 o DGCS podia somente fazer uma referência em relação ao mercado tarifado, mas isto foi corrigido pelo Ato de 1992 que dá poderes ao DGCS para fazer referências se qualquer matéria que se relaciona à condução e armazenagem de gás por qualquer fornecedor de gás que pareça atuar contra o interesse público. O Secretário de Estado também pode emendar uma autorização se existe uma situação de monopólio ou de fusão sob os termos do Ato de Comércio Honesto de 1973 ou se existe uma prática anticompetitiva sob os termos do Ato de Competição de 1980.

O Ato de 1986 barrou a competição de redes de dutos de distribuição proibindo por antecipação (exceto em circunstâncias muito especiais) que o Secretário de Estado licenciasse um fornecedor para áreas dentro de vinte e cinco jardas de troncos principais existentes de gás. Para encorajar a competição via os próprios gasodutos da BG as provisões de acesso do Ato de 1982 foram estendidas. Qualquer empresa podia qualificar-se perante o DGCS para assegurar o direito de ter gás conduzido por dutos de um fornecedor público de gás e o DGCS podia especificar os termos nos quais o acesso seria permitido se as duas partes não chegassem a um entendimento entre si. Estes termos incluíam preços para acesso e os termos nos quais o gás de complementação seria suprido. Preços para o transporte de gás deveriam cobrir a proporção apropriada dos custos de operação do sistema, deveriam cobrir a depreciação e deveriam permitir uma taxa de retorno equivalente àquela auferida pela BG no seu sistema em geral.

Foi reconhecido que uma das razões para a falha da competição em emergir depois do Ato de 1982 foi que os competidores necessitavam de acesso aos suprimentos de segurança (complementação) dos fornecedores. O Ato de 1986 estabeleceu obrigações para a BG para prover suprimentos de segurança se necessário.

Nenhuma reestruturação da BG foi proposta na legislação para a privatização. A BG tinha um monopólio legal no mercado tarifado e um monopólio efetivo no mercado não tarifado, onde ela não estava sujeita a nenhuma restrição particular em relação a comportamento anticompetitivo. Também reteve seus poderes de monopólio.

A Autorização (licença para operar) emitida para a BG ao tempo da privatização em 1986 contém os detalhes do controle de preços no mercado tarifado. De 1987 a 1992 havia uma fórmula com três partes: a receita média máxima permitido no mercado tarifado era igual ao custo médio de compra do gás, mais um componente que crescia pela variação percentual do Índice de Preços no Varejo menos um fator X de 2% e um fator de correção. A fórmula era conhecida como $RPI - X + Y$, onde o fator Y denota o termo de repasse de custos. A justificativa original para o repasse integral dos custos de gás era que o gás era suprido para a BG sob contratos de longo prazo que não podiam ser modificados. Tais contratos permitiam a variação nos preços do gás e a BG correria riscos substanciais se ela não pudesse alterar seus próprios preços de venda em resposta. O fator X era um disciplinador de produtividade para custos que não eram referentes ao gás. Tais custos incluíam os custos de operar e manter os sistemas de transmissão e de distribuição e as instalações de armazenagem e os custos de comercializar o gás (p. exemplo custos de marketing e de medição).

Em 1993 a proporção, no preço final de venda no mercado tarifado, devido aos custos do gás era de 42%, com transporte e armazenagem responsáveis por 40%, custos de comercialização com 16% e uma pequena margem de lucro responsável pelo restante (2%). Porque a BG estabeleceu uma tarifa de duas partes para os consumidores residenciais, a receita para taxa adicional foi incluída no cálculo da receita média. A autorização, entretanto, continha mais um limite que evitava que a BG subisse a taxa adicional em termos reais. A motivação atrás disso era provavelmente a proteção das residências menores e mais pobres porque as tarifas adicionais, da mesma forma que tarifas de quantias fixas, podem ser regressivas.

Vários aspectos podem ser discutidos acerca a fórmula de controle de preços que foi aplicada à BG de 1987 a 1992. Primeiro, ela contraiu a receita média de tal forma que a firma teve um incentivo para escolher preços relativos que não eram próximos aos preços Ramsey.

Segundo, a fórmula permitia que o custo médio de todas as compras de gás da BG, incluindo aqueles que eram destinados ao mercado não tarifado, fosse repassado aos consumidores tarifados. O comportamento de preços da BG no mercado não tarifado poderia ter tido um efeito no preço no mercado tarifado. Desde que o preço regulado iguala-se a uma constante mais o custo médio do gás, um crescimento nas vendas para o mercado não tarifado aumentará o custo médio e daí o preço regulado se o custo marginal do gás exceder o custo médio. Isto sugere que aí há um claro potencial para distorções – por exemplo, este tipo de incentivo pode levar a redução de preços no mercado não tarifado para expandir a demanda naquele mercado e daí aumentar o preço permitido no mercado

tarifado. Tal baixa de preços é bom para consumidores não tarifados no curto prazo mas pode agir para deter a entrada de competidores.

Terceiro, o fato de que houve um repasse completo dos custos de compra do gás atuou para tornar sem efeito os incentivos para a BG comprar eficientemente. Quarto, os custos de armazenamento no sistema de transmissão contam como custos que não são do gás e assim, estão sujeitos ao limite RPI – X, enquanto que o uso de suprimentos de gás sazonais para atender o pico de inverno conta como um custo de gás que pode ser repassado totalmente. Esta assimetria pode levar a investimentos sub-otimizados em instalações de armazenamento e o uso excessivo de suprimentos de gás sazonais. Quinto, o nível de X escolhido aparenta ser baixo. No período 1983-88 o crescimento anual médio no fator total de produtividade da BG era de 6,2%, consideravelmente acima do fator X da BG, de 2%.

A autorização também continha condições acerca de informações contábeis, a política de preços da BG no mercado não tarifado e termos de acesso e de armazenamento. Foi solicitado à BG manter os custos do negócio de suprimento de gás separados daqueles do resto de seus negócios. Este é um requisito verdadeiramente mínimo. Não havia solicitação para conseguir a separação contábil dos negócios tarifados e não tarifados, apesar do fato que o anterior (tarifado) estava sujeito a regulação de preços enquanto que o mercado não tarifado não estava sujeito a uma regulação explícita. Ambas as partes do negócio foram incluídas no negócio de fornecimento de gás conforme definido pela autorização.

Similarmente não havia exigência para separar as contas dos elementos de monopólio natural tais como os negócios de transmissão e distribuição daqueles da parte potencialmente competitiva do negócio (p. ex. o fornecimento de gás). Nenhuma tentativa foi feita para cercear as partes naturalmente monopolísticas da indústria. Finalmente, poderia ter sido possível exigir informações contábeis para facilitar a competição por desempenho na distribuição regional, mas novamente a autorização não exigiu isto.

Para o mercado não tarifado a BG exigiu-se a publicar uma tabela do preço máximo pagável para o gás e uma declaração geral de sua vontade de entrar em negociações para o gás fornecido, mas não foi exigida a oferecer uma tarifa não discriminatória. Foi exigido que preparasse uma declaração apresentando informações gerais acerca dos termos sob os quais ela estava preparada para entrar em negociação para o acesso aos seus gasodutos e instalações de armazenagem e a dar exemplos de preços.

A regulação suave imposta à BG na privatização foi muito criticada naquela época. Certamente a privatização mais tarde da indústria de eletricidade envolveu uma reestruturação radical, provavelmente em parte como uma reação à fraqueza do arcabouço regulatório criado para o gás. O fator X de 2% na fórmula de controle de preços dificilmente era desafiador, pois requeria menores ganhos de produtividade que aqueles que a BG tinha alcançado anteriormente enquanto de propriedade pública. A BG foi privatizada em dezembro de 1986 por £ 5.4 bilhões e um novo débito de £ 2.5 bilhões foi injetado no Balanço. Todos os ativos foram vendidos, mas a restrições de um máximo de 15% para a

participação de qualquer ente individual e a existência de uma participação especial ¹⁵ pelo Governo significam que a competição no mercado de capitais estava restringida, especialmente o perigo de tomada de controle por uma empresa privada. A BG foi transferida para o setor privado com seus poderes de monopólio e monopósonio intactos, efetivamente sem regulação no mercado não tarifado e uma regulação leve no mercado tarifado.

5.5 - Desenvolvimento de Competição e Regulação

Houveram quatro desenvolvimentos principais desde a privatização. Primeiro, a regulação pelo preço foi revisado e a nova fórmula entrou em operação a partir de abril de 1992. Segundo, logo após a privatização a política de preços da BG no mercado não tarifado foi submetido à MMC pela OFT (Escritório de Comercialização Justo). O mercado não tarifado foi deixado desregulado na privatização, mas logo tornou-se aparente que as políticas de preços discriminatórias da BG neste mercado estavam atrasando o desenvolvimento da competição. Terceiro, em 1991 a OFT revisou o crescimento da competição desde o relatório de 1988 da MMC e recomendou um grau de separação vertical da BG, mas também a formulação de outras políticas projetadas para facilitar a competição no mercado não tarifado. Quarto, questões acerca da implementação das propostas da OFT levaram ao segundo encaminhamento da BG à MMC em 1992 e que resultaram em recomendações mais radicais para uma reforma estrutural.

¹⁵ normalmente uma participação privilegiada dando mais direitos que aos outros acionistas em função de fatores diversos ligados a resultados, produtividade, opções de compra a preços mais baixos, etc.

Controle de Preços no Mercado Tarifado - A fórmula que regulava os preços da BG no mercado tarifado foi revista em 1990-91. Nesta data, o mercado tarifado foi responsável por 65% do volume de vendas anuais da BG, 80% do valor das vendas e 80% dos lucros do negócio de gás. A Ofgas estabeleceu quatro objetivos para a revisão: assegurar um preço justo para os consumidores, permitir que a BG ganhe uma taxa de retorno razoável, prover incentivos para uma eficiência crescente e minimizar o fardo da regulação.

A fórmula diferia da original de diversas maneiras. Ela pode ser resumida por:

$$(RPI - 5) + (GPI - 1) + E$$

A primeira mudança da fórmula era que o fator X para os custos que não eram referentes ao gás foi aumentado de 2% para 5%. Segundo, o termo de repasse de custos o qual permitia anteriormente que os custos médios correntes fossem repassados integralmente, agora foi modificado para permitir o repasse de um índice de custos de gás ao invés dos custos correntes de gás. Este índice, conhecido como o Índice de Preços de Gás (GPI) é baseado nas cláusulas escalonadas dos próprios contratos da BG com os produtores e tem pesos fixos.

O custo de gás permitido no limite é agora o custo médio de gás do período base inicial, ajustado para um acréscimo no GPI menos um fator de eficiência de 1%. Se a BG pode negociar novos acordos favoráveis ou pode renegociar contratos antigos e pode suplantar o índice, então ela pode ficar com os lucros extras. Na fórmula anterior a redução

dos custos de compra do gás eram repassados para os consumidores. A terceira mudança é para permitir a inclusão de um termo denominado o fator E relativo à eficiência de energia. Isto é para encorajar a BG a considerar quando um dado incremento na demanda de gás é mais eficientemente satisfeito por medidas do lado da oferta tais como a compra de novos suprimentos de gás de produtores ou por medidas pelo lado da demanda que produzam conservação de energia tal como melhores isolamentos térmicos. Finalmente, ao mesmo tempo que o preço máximo foi introduzido a Ofgas combinou com a BG uma lista de padrões básicos de serviços e a autorização da BG foi emendada. Se a BG falhar em atingir estes padrões, então a Ofgas tem indicado que poderá procurar fazer uma revisão da fórmula do mercado tarifado. Um novo esquema no qual consumidores que recebem serviço de má qualidade são compensados foi combinado.

A estrutura principal da fórmula permanece como antes. Ela ainda é baseada na receita média por UT fornecida ao mercado tarifado, embora a Ofgas tenha considerado a mudança para uma fórmula de cesta de tarifas.

A conclusão da revisão é que por mais que o repasse de custos ainda seja garantido a BG deveria dar um incentivo para melhorar seus custos de compra. E um incentivo tem sido criado porque não são os seus custos correntes que são repassados mas um índice de custos com pesos fixos, embora baseado substancialmente nos próprios contratos da BG.

O potencial para distorções parece ter diminuído devido ao uso do GPI ao invés dos custos médios correntes, mas a manutenção de uma regulação separada para custos de gás e de não gás significa que pode ainda haver um incentivo para atingir demandas de pico por

meio de fornecimentos sazonais caros ao invés da utilização de custos não gás tais como instalações de armazenagem.

O Relatório de 1988 da Comissão de Monopólios e Fusões - Não existia uma regulação explícita do mercado não tarifado no período imediato após a privatização. Foi entendido que a competição com outros combustíveis e qualquer competição gás-para-gás surgindo da legislação que permitia o acesso seria suficiente para restringir o abuso da posição dominante da BG. Em qualquer caso o comportamento da BG estava sujeito aos ditames padrão do Reino Unido e da lei de competição da Comunidade Européia. Entretanto, nenhum novo entrante fez uso das provisões de acesso no período de 1982 a 1987. Depois que um número elevado de consumidores reclamou das políticas de preço da BG no mercado não tarifado em 1987, em particular o fracasso dos preços do gás em acompanhar o declínio dos preços do petróleo, a OFT encaminhou o fornecimento do gás ao mercado não tarifado à MMC.

À época do Relatório da MMC (1987-88) a BG tinha 21.000 consumidores não tarifados e 38% do volume de gás era vendido para este setor, gerando 26% do faturamento da BG vindo do gás. Consumidores não tarifados eram exclusivamente consumidores industriais e comerciais. Contratos firmes que não poderiam ser interrompidos durante períodos de pico eram responsáveis por 51% das vendas não tarifadas por volume e 63% por valor. As fatias da BG do mercado total de consumo de energia nos setores industrial e comercial era de 35% e 38% respectivamente, embora deva ser notado que muitas firmas industriais e comerciais eram consumidores tarifados.

O Relatório de 1998 da MMC verificou que a BG estava praticando uma discriminação extensiva. Os contratos da BG com consumidores não tarifados eram confidenciais e os preços eram negociados individualmente. A MMC verificou que isto operava contra o interesse público de quatro formas. Primeiro, impunha preços maiores àqueles consumidores menos posicionados para utilizar combustíveis alternativos. Segundo, a BG era capaz de cobrir seletivamente qualquer fornecedor competidor porque ela relacionava seus preços não tarifados aos preços dos fornecimentos alternativos de gás ou de substitutos do gás disponíveis a qualquer consumidor em particular. A capacidade de proceder desta forma pode ter evitado a entrada de novos competidores. Terceiro, a falta de transparência no estabelecimento de preços significa que os consumidores ficam incertos acerca dos custos futuros do gás, o que aumentam os riscos que os negócios enfrentam. Finalmente, a recusa em suprir gás interruptível a consumidores cujas alternativas eram óleo, GLP (Gás Liquefeito de Petróleo) ou eletricidade impôs custos adicionais a estes consumidores.

Tendo identificado estes efeitos adversos, a MMC teve que propor correções. Ela argumentou que a regulação dos níveis de preços era inapropriada para o setor não tarifado e o único meio efetivo de remediar o efeito adverso da presente situação de monopólio era dirigir a competição para o suprimento de gás. Isto indicou uma mudança da política energética do Reino Unido que tinha enfatizado a competição por parte de outros combustíveis. Três propostas principais emanaram do desejo da MMC de promover a competição gás-para-gás, elas relacionavam-se à formação de preços, aos termos de acesso e à disponibilidade de gás para competidores potenciais no fornecimento de gás.

Foi requerido à BG que publicasse tabelas de preços para gás firme e interruptível que possam relacionar-se a fatores tais como volume, fator de carga e grau de intermitência. Não foi permitido a ela negociar estas tabelas e não podia discriminar em preços ou suprimento para consumidores não tarifados. Uma implicação disto foi que a BG não poderia se recusar a atender gás interruptível àqueles que o solicitassem. A MMC acreditava que as tabelas de preços publicadas iriam remediar os quatro problemas que identificara. Elas reduziriam a discriminação por preços, o que iria significar que desvantagens arbitrárias de custos impostas a consumidores que eram menos capazes de mudar para combustíveis alternativos seriam removidas. A competição de outros fornecedores potenciais de gás seria encorajada removendo a capacidade da BG de oferecer preços mais baixos do que os competidores e a transparência de preços da BG ajudaria os competidores. Uma maior transparência nos preços reduziria também a incerteza que os consumidores enfrentariam. A proibição da recusa da BG em suprir gás interruptível para alguns consumidores reduziria os custos daquelas firmas que desejassem um suprimento interruptível. Foi recomendado que a exigência em publicar tabelas de preços deveria aplicar-se ao menos durante cinco anos.

A segunda recomendação feita pela MMC foi projetada para fazer que a legislação acerca do acesso à rede de distribuição seja efetiva. Durante o período desde o Ato de 1982 que primeiro exigiu que a BG disponibilizasse seus gasodutos e o Relatório de 1988 da MMC ocorreram dez novas tentativas de negociação perante a BG, nenhuma das quais resultou em acordo. Aí então não havia competição efetiva gás-para-gás. A MMC propôs que a BG publicasse mais informações acerca de termos de acesso de forma que os competidores potenciais tivessem uma idéia mais clara acerca dos custos de transmissão e

distribuição nos quais eles pudessem incorrer. Propôs também que barreiras fossem interpostas entre aqueles funcionários que estivessem envolvidos em negociações de acesso e aqueles envolvidos nas compras e suprimentos de gás. A MMC estava preocupada que as informações acerca da identidade de consumidores potenciais e das fontes potenciais de gás seriam de valor para a BG evitar entradas, embora a redução seletiva de preços seria de qualquer forma banida pela exigência de fazer preços com base numa tabela.

A terceira recomendação da MMC relacionou-se com o monopólio de fato que a BG tinha sobre as compras de gás. A BG tendia a contratar 100% de cada novo campo de gás, o que significava que consumidores potenciais tinham dificuldade em adquirir suprimentos suficientes de gás. Os produtores de gás apoiavam-se nas vendas da BG no mercado tarifado para a maioria de suas próprias vendas e eles não estavam dispostos a prejudicar o seu relacionamento com a BG vendendo gás para outros, ou atuando como fornecedores eles próprios. Para remediar isto a MMC recomendou que a BG não contratasse inicialmente mais que 90% de qualquer campo novo e garantisse não contratar o restante a contar de dois anos da data do contrato inicial. Esta era a “regra dos 90/10”.

O relatório da MMC focou-se em corrigir as conseqüências adversas da conduta da BG no mercado não tarifado. Cerca de 60% dos consumidores não tarifados beneficiaram-se da introdução de tabelas não discriminatórias, enquanto 20% encararam preços maiores

A MMC escolheu não enfrentar o problema do monopólio no mercado não tarifado pelo controle dos níveis de preços mas ao invés disso decidiu encorajar a competição. O fornecimento de mais informação acerca do acesso e o estabelecimento de barreiras pode

ajudar a encorajar a competição, mas não contemplou dois dos aspectos centrais – o que os termos de acesso às redes de gasodutos da BG deveriam ter e se a BG deveria ser integrada verticalmente.

A Revisão de Gás de 1991 do Escritório de Comercialização Justo (OFT) - Em 1991 a OFT conduziu uma revisão do progresso da competição desde o relatório de 1988 da MMC. Uma versão condensada deste Relatório foi publicada em outubro de 1991. A OFT concluiu que a maior parte do gás contratado por competidores era destinado à geração de eletricidade. O Departamento de Energia estimou que 37% dos 7,5 bilhões de UT's de gás novo contratado para aquele período era para o fornecimento de outras companhias que não a BG. Entretanto, a própria BG estimou que ela havia contratado somente metade do gás novo durante este período. Somente 7% do gás novo contratado foi destinado pelos competidores para o suprimento do mercado tradicional não tarifado. A OFT entendeu a intenção das recomendações da MMC como sendo o encorajamento da competição para suprir o mercado não tarifado tradicional e concluiu que as correções introduzidas depois do Relatório de 1988 da MMC não foram efetivas no encorajamento da competição auto-sustentável à BG. A OFT identificou um número de obstáculos ao crescimento da competição, em particular a falta de suprimentos de gás disponíveis para os competidores, o monopólio da BG do mercado tarifado e o seu controle do transporte e da armazenagem. Como resultado a BG podia subsidiar em cruz¹⁶, discriminar contra fornecedores rivais e estabelecer preços provisórios que os competidores não podiam igualar.

¹⁶ significa aumentar os preços de alguns consumidores ou mercados para beneficiar ou seja subsidiar outros consumidores e mercados, de acordo com interesses ou estratégias da empresa.

A principal fonte de gás disponível para os competidores antes de 1994 era aquela já contratada para a BG. A OFT recomendou que a BG liberasse algum do seu gás contratado, que contratos de *swap* fossem convertidos para liberar acordos e que uma nova forma da regra 90/10 fosse introduzida para permitir o desenvolvimento da competição. Sugeriu também que o Governo deveria considerar suas políticas acerca de importações e exportações de gás. Exportações de gás foram permitidas desde 1986 e o Governo anunciou em 1992 a remoção de todas as restrições que ainda permanecessem sobre as importações.

Para encorajar a competição ainda mais, a OFT recomendou que o limiar¹⁷ do mercado tarifado fosse reduzido. A parte dos benefícios diretos aos consumidores livres para escolher seus fornecedores e a redução na dominância da BG como compradora de gás são incentivos aos competidores para entrar no mercado interruptível. Contratos interruptíveis não eram diretamente lucrativos para a BG. Desde 1988-89 o preço médio ficou abaixo do custo médio de compra do gás. A razão para oferecer tais contratos é que eles reduzem a necessidade de expansão das instalações de armazenagem e desta forma ajudam a BG a servir consumidores firmes rentáveis com demandas variáveis, incluindo consumidores tarifados. Reduzir o limiar do mercado tarifado pode induzir os competidores a entrar simultaneamente tanto no lucrativo mercado tarifado como no mercado interruptível. A OFT também recomendou que sejam dados aos competidores acesso não discriminatório às instalações de armazenagem da BG.

Uma condição necessária para o sucesso da competição gás-para-gás é o acesso à rede de transporte em termos razoáveis. A BG subsidiou em cruz geograficamente quando

estabeleceu suas próprias taxas de transporte internas. Não havia exigência nas recomendações sobre acesso da MMC para que a BG tratasse seu próprio negócio de suprimento de gás na mesma base que para seus competidores. Isto foi considerado pela OFT como sendo o resultado inevitável de uma situação onde os competidores dependiam da BG para o transporte. As correções sugeridas pela OFT eram a venda do sistema de transporte e armazenamento ou ao menos a criação de uma subsidiária separada para operar o sistema numa base não discriminatória numa distância do resto da BG, e a regulação das tarifas de transporte pela Ofgas.

A revisão da OFT enfocou-se nas correções estruturais para liberação do gás, redução do limiar do monopólio e a criação de uma subsidiária separada para transporte e armazenagem, mas também fortaleceu a regulação de conduta recomendada pela MMC. Recomendou que as tabelas de preços permanecessem até que a competição tivesse crescido e que houvesse uma melhoria na comunicação com a Ofgas acerca das mudanças previstas nas tabelas de preços. As propostas da OFT eram suportadas pela ameaça de se a BG não concordasse voluntariamente com novos empreendimentos, então haveria uma nova indicação à MMC.

A BG concordou com um conjunto de empreendimentos baseado nas propostas da OFT em março de 1992 depois de ameaçar abandonar o acordo da nova fórmula do mercado tarifado. Ela concordou em estabelecer duas unidades de negócio separadas. A BG Transportation deveria conduzir os transportes (do terminal marítimo à medição) e a armazenagem e deveria operar próximo da BG Trading, a qual possuiria os contratos com

¹⁷ quantidade mínima de consumo para fazer parte do mercado tarifado.

os produtores e supriria o gás. A recomendação da OFT que a BG vendesse uma quantidade do seu gás contratado a competidores também foi acordada e a BG concordou em reduzir a sua participação no mercado não tarifado tradicional (tanto o constante como o interruptível) a 40% (cerca de 2,8 bilhões de UT's) até 1995. A BG devia vender ao menos 500 milhões de UT's de gás em outubro de 1992 para fornecedores independentes e quantidades similares a cada ano até 1995. No ano 1995-1996 exigia-se que ela vendesse no mínimo 250 milhões de UT's. No evento a BG ofereceu gás contratado para venda antes de outubro de 1992 a um preço base por UT consistindo do custo médio ponderado do gás (o próprio preço de compra da BG) mais custos de administração. Trinta e dois licitantes adquiriram gás em volumes entre 10 e 17,8 milhões de UT's. Em dezembro de 1992 os competidores tinham uma participação de 20% do mercado tradicional não tarifado, um crescimento substancial em relação aos 8,5% da participação de mercado de um ano atrás. Como mostra a tabela abaixo a participação da BG no mercado total exceto de energia caiu de 97% em 1990 para 29% em 1996.

Tabela 5.1 – Perda da Participação no Mercado da BG – 1990/96

Mercado	out/90	out/91	out/92	out/93	mar/91	dez/94	abr/95	jun/96
Pequenas firmas (< 2.500 UT's)	100	100	100	77	67	52	45	43
Grandes firmas (> 2.500 UT's)	93	80	57	32	20	9	10	19
Interruptível (exc. energia)	100	100	100	100	99	93	57	34
Usinas de energia	-	9	26	12	12	17	32	24
Total (exc. energia)	97	91	81	77	65	47	35	29

Fonte: Ofgas (1994b,1996b)

O uso de um objetivo de participação de mercado é uma medida pouco usual em competição e política regulatória. Os outros únicos exemplos parecem ser a limite original em vendas diretas pelos grandes geradores de eletricidade e o limite na geração própria das companhias regionais de eletricidade. O raciocínio para tal no caso do gás não é claro. Não existe garantia que uma participação reduzida do mercado por parte da BG será acompanhado por maior competição ou preços menores. A maneira mais simples e lucrativa para a BG para reduzir a sua participação no mercado não tarifado é aumentar os preços, embora a MMC não pudesse achar evidências que os níveis de preços tenham sido elevados de forma geral no mercado não tarifado. A fixação de fatias de mercado por quotas ou restrições voluntárias à exportação é a característica de algumas políticas internacionais de comércio, mas análises mostram que podem facilitar a conspiração. Existe também o perigo que as tabelas de preço publicadas pela BG atuem como “pontos focais” para a conspiração tácita com os novos fornecedores independentes.

A revisão da OFT concluiu que a conduta regulatória do Relatório de 1988 da MMC não foi suficiente para estimular a competição e que correções estruturais adicionais eram necessárias. Embora argumentasse que a venda total fosse a melhor opção, estava disposta a aceitar o compromisso da criação de uma subsidiária separada de transporte e armazenagem.

O Relatório de 1993 da Comissão de Monopólios e Fusões - Como parte do acordo com a OFT em Março de 1992 a BG concordou com a regulação pela Ofgas de suas tarifas de acesso. Uma questão chave na determinação do nível dos preços de acesso é a taxa de retorno que os investidores exigem. A BG submeteu um artigo à Ofgas sobre a taxa

de retorno para a BG Transportation em julho de 1992. A BG defendeu uma taxa de retorno de 10,8% para novos investimentos e um retorno de 6,7% para ativos existentes.

A Ofgas não aceitou a proposta da BG sobre a taxa de retorno. Ela argumentou que o transporte era um negócio de baixo risco e somente permitiria uma taxa de 4,5% a qual tinha sido utilizada desde 1989 para fixar preços de transporte.

Enfrentando um preço limite mais rígido no mercado tarifado, uma redução forçada na sua fatia de mercado no mercado não tarifado, o que percebeu como uma taxa de retorno anti-econômica para o transporte e talvez antecipando que a própria Ofgas faria uma indicação, a BG pediu ao Presidente da Comissão de Comércio a indicar todo o negócio para a MMC. Sob os termos do Ato de Comércio Justo de 1973 ele pediu a MMC que investigasse dois assuntos, o suprimento de gás através de tubos para ambos consumidores tarifados e não tarifados e o transporte e armazenamento de gás por fornecedores públicos.

A MMC fez quatro recomendações principais :

1. A BG deveria desinvestir seu negócio comercial (p. ex. fornecimento) até 31 de Março de 1997, e antes disso a BG deveria operar o transporte como uma subsidiária separada e deveria haver regulação das tarifas e condições;

2. o limiar do monopólio deveria ser reduzido a 1.500 UT's a partir de Março de 1997 e a abolição completa deveria ser considerada para 2000 ou 2002;

3. transporte e a armazenagem deveriam ser objeto de regulação de preços, com a taxa de retorno de novos investimentos em transporte e armazenagem na faixa de 6,5-7,5% e que o retorno dos ativos existentes ficassem na faixa de 4-4,5% e

4. a formula seria aplicada somente àqueles no limiar de 2.500 UT's e um ajuste posterior no fator X deveria ser considerado para garantir que os consumidores tarifados suportem alguns dos custos de desinvestimento e reestruturação.

A BG criticou o sistema regulatório em geral e a MMC entendeu ser apropriado dar seus pontos de vista. Discutiu que o sistema era fundamentalmente correto e que a separação vertical melhoraria a informação disponível para a Ofgas e ajudaria a melhorar seu relacionamento com a BG. Declinou de fazer qualquer comentário sobre a maneira com que os assuntos regulatórios eram conduzidos e recomendou que os poderes do DGGS deveriam ser estendidos até a total responsabilidade da regulação.

O principal objetivo da MMC era encorajar a competição auto sustentável, consistente com a sua posição exibida no Relatório de 1988. Propôs assegurar isto pela separação vertical, pela redução e possível abolição do limiar do monopólio e pelo estreito controle da conduta da BG através da continuação das tabelas de preços, do esquema de liberação de gás e do objetivo de participação no mercado. Argumentou que a introdução da competição no mercado não tarifado foi feita para o benefício dos usuários. Eles tinham uma maior escolha, preços menores e a BG foi encorajada a baixar seus custos. Sob este ponto de vista a condição essencial para uma futura competição efetiva era a total separação vertical. Embora isto vinculasse a custos – desde que um regime balanceado de demanda e

oferta tivesse que ser estabelecido, quaisquer economias de abrangência entre a comercialização e o transporte seriam perdidas e custos de transporte seriam incorridos - a MMC argumentou que os mesmos não ultrapassavam os benefícios esperados da competição. A MMC citou a estimativa da BG que o custo de criar subsidiárias separadas seria de 50 milhões de libras por ano durante dez anos e que o custo anual extra de desinvestimento seria de 80 milhões de libras, mas enfatizou que estas estimativas eram incertas e provavelmente muito elevadas.

A MMC recomendou que a BG vendesse parte da comercialização, ao passo que a OFT e a Ofgas tenham expressado a preferência por desinvestir o transporte e a armazenagem. A diferença importante é que a última opção assegura que o negócio naturalmente monopolístico seja isolado das partes potencialmente competitivas, o que inclui a exploração e a produção, a comercialização e a assistência técnica de equipamentos e os negócios internacionais bem como da comercialização. Para a MMC a capacidade da BG de competir no exterior seria menor se ela não tivesse uma grande base de ativos no país para manter a sua classificação de crédito.

Não seria permitido à unidade de exploração e produção suprir consumidores diretamente e seu gás teria que ser vendido a outros comercializadores se ela permanecesse com o transporte e a armazenagem. Mas se as preocupações da MMC acerca da integração vertical são válidas, então a sugestão que exploração e produção possam permanecer com transporte e armazenagem é estranha. Haveria um incentivo para a BG Transportation favorecer os comercializadores que comprassem a Unidade de Exploração e Produção de gás e uma regulação detalhada de conduta seria necessária para evitar isso. Se a

neutralidade é importante, então a melhor opção seria vender parte do transporte e da armazenagem.

No evento, entretanto, o Governo não aceitou a principal recomendação da MMC de que a comercialização devesse ser vendida. Ao invés disso, ele decidiu que deveria ser permitido a BG manter a propriedade tanto da comercialização como do transporte, enquanto os operasse como subsidiárias separadas. Mas na redução do monopólio de tarifas o Governo foi mais radical que a MMC recomendou. O monopólio de tarifas para aqueles utilizando menos que 2500 UT's terminou em abril de 1996. Todos os usuários não residenciais ficaram liberados para obter fornecimentos competitivos a partir daquela data e a competição para os consumidores residenciais foi modificado num período de dois anos. No primeiro ano os competidores foram limitados a uma participação de mercado de 5%, subindo a 10% no segundo ano. A operação destes limites de participação de mercado será determinado pelo DGGS. A competição plena para o suprimento de gás doméstico foi permitida a partir de abril de 1998.

5.5 - Conclusão

O regime regulatório estabelecido para a indústria do gás na privatização foi seriamente inadequado, e a reforma regulatória foi subseqüentemente necessária. Em 1986 a BG reteve um monopólio de fato na compra de gás, tinha um monopólio dos gasodutos, era o monopolista estatutário no mercado tarifado e estava de fato desregulada no mercado não tarifário. Não havia regulação explícita para comportamento anticompetitivo. Ocorreu uma liberalização legal que estabeleceu os direitos dos competidores para o acesso, mas

devido ao fato dos termos do acesso não serem regulados tal fato foi completamente sem efetividade e nenhuma entrada concorreu como resultado da liberalização. Uma lição a ser aprendida do caso da BG é que quando um incumbente é verticalmente integrado e competidores potenciais tem que usar a sua rede de distribuição simplesmente permitindo o acesso sem regular os termos do mesmo é insuficiente para promover a competição.

Além disso, é muito melhor realizar reformas estruturais do que promover a competição antes que um monopolista integrado seja privatizado. O modo de ver muito diferentes que o Governo adotou quando privatizou a indústria de fornecimento de energia sugere que ele não demorou muito para reconhecer os equívocos cometidos no caso da British Gas.

CAPÍTULO VI – GÁS NATURAL NO BRASIL

6.1 – Introdução

Nos últimos anos, a indústria de gás natural no Brasil passou por uma reestruturação institucional, com um novo modelo regulatório, que deu ao setor maior competitividade.

Atualmente, as atividades de pesquisa, exploração, produção, importação e transporte (até o *city gate*¹⁸) do gás natural constituem monopólio da União, e, desta forma, na competência federal, sendo atribuída à esfera estadual a competência de explorar as atividades da distribuição do gás canalizado.

As companhias distribuidoras e a participação no controle acionário (ações ordinárias) são as seguintes:

Tabela 6.1 – Distribuidoras de gás natural

Distribuidora	Participação acionária	Início de operação
Algás (AL)	Estado-51% /BR distr.-24.5% /Enron - 24,5%	1994
Bahiagás (BA)	Estado-51% /BR distr.-24.5% / Enron - 24,5%	1994
CEG (RJ)	Enron-25,4%/Gas Natural SDG-18.9% /Iberdrola -9,9%/Pluspetrol-2,2%/União-34.6% / Outros-9%	Privatizada em 1997
Cegás (CE)	Estado -51% / BR distr.-24.5% /Vicunha- 24,5%	1994
Comgás (SP)	British Gas-72,7%/ Sheel-23,2%/ CPFL-3,9%	Privatizada em 1999
Compagás (PR)	Copel-51% / BR distr. -24.5% /Enron - 24,5%	1994
Copergás (PE)	Estado -51% / BR distr.-24.5% / Enron- 24,5%	1994
Emsergás (SE)	Estado -51% / BR distr.-24.5% / Enron- 24,5%	1995
Gasmig (MG)	Cemig-90% / Estado-8% /BH Mayor -2%	1995
MS Gás (MS)	Estado -51% / BR distr. -49%	
Pbgás (PB)	Estado -51% / BR distr.-24.5% / Enron- 24,5	1995
Potigás (RN)	Estado -51% / BR distr.-24.5% / A Gutierrez-12,3%/ EIT -12,3%	1995
CEG –Rio (RJ)	Br distr.-16,3%/ Enron-22,1%/ Gas Natural SDG-51%/ Iberdrola-8,6%/ Pluspetrol-2%	Privatizada em 1997
Scgás (SC)	Estado -51% / BR distr.-23% / Enron-23%/ Infragás-3%	2000
Sulgás (RS)	Estado -51% / BR distr. -49%	1996

Fonte: www.gasnet.com.br

6.2 – Questões Políticas

O gás natural tem algumas qualidades no que concerne à eficiência energética, à limpeza, facilidade de manutenção e operação dos equipamentos de utilização, além do que é mais importante atualmente, a pequena agressão ao meio ambiente. Esses atributos permitem que se lhe concedam prêmios em relação ao preço dos energéticos concorrentes,

¹⁸ Ponto de troca de propriedade entre transportador e distribuidor.

mas estes prêmios devem levar em conta que a conversão das instalações consumidoras, para o uso do gás, exige investimentos dos usuários.

Excluindo-se as suas aplicações na indústria de vidro, na cerâmica fina, nas indústrias petroquímicas e de fertilizantes e em pequenos estágios de alguns processos de fabricação nas indústrias têxteis, metalúrgicas e de alimentos, o gás não tem grandes privilégios na competição com os outros energéticos já consolidados no mercado. O preço é, portanto, um fator importante na concorrência.

No uso industrial os principais concorrentes são os óleos combustíveis principalmente os de alto teor de enxofre ATE, face a seu baixo preço e ao pequeno rigor com qual se tratava a questão da poluição atmosférica provocada por esses energéticos. Uma pesquisa em grandes e médias indústrias de São Paulo (consumo acima de 2.500 m³/dia), realizada em 1992, revelou que, excluindo a eletricidade, mais de 75% da energia era suprida por óleos combustíveis¹⁹. Os óleos de baixo teor de enxofre BTE, o querosene, o diesel, o GLP²⁰, também são utilizados industrialmente, mas em muito menor quantidade, de maneira que seus preços não afetam muito o custo da cesta de energéticos, consumidos na indústria.

Assim, o preço de venda do gás natural à indústria tem que ser relacionado aos dos óleos combustíveis pesados e para isso, é necessário que o preço no *city gate* da distribuidora também guarde uma relação que permita estabelecer condições de

¹⁹ Fonte: Relatórios Enron

²⁰ Gás Liquefeito de Petróleo – gás de butijão

concorrência para o gás e, ao mesmo tempo, remunerar adequadamente o investimento nas redes de canalização da concessionária de distribuição.

No setor residencial e comercial, o GLP é o principal concorrente do gás natural. O GLP é mais barato, mas os benefícios promovidos pelos sistemas de gás canalizado fazem com que o consumidor aceite pagar um pouco mais do que pelo GLP, para gozar de conforto, da segurança, da qualidade e da maior assistência proporcionados pelo gás natural canalizado. E o aumento do uso gás natural em detrimento ao GLP, diminui a necessidade de importação de petróleo favorecendo o país com um todo.

Recentemente duas utilizações para o gás natural tem aumentado sua importância e sua participação no mercado. Estas novas utilizações são:

- a cogeração, de grande importância à melhoria da eficiência energética no país, associada à redução da relação investimento/produto e dos elevados investimentos na geração, transmissão e distribuição da eletricidade. A cogeração é caracterizada pela geração conjunta de calor e de energia elétrica ou mecânica utilizada em estabelecimentos industriais e comerciais.
- A geração termelétrica, que pode conciliar uma ancoragem dos projetos de transporte e distribuição de gás natural, com uma modelagem mais eficiente, de menor risco empresarial e com menores investimentos e menores transtornos sócio-ambientais, para a oferta de eletricidade no país.

Ao contrário do que acontece em muitos outros países, onde a maioria do gás natural é de origem não associada, grande parte das reservas brasileiras é de gás associado e sua oferta, nesse caso, depende ou influencia o nível de produção de óleo cru. Outra característica importante das reservas brasileiras é que praticamente 55% das reservas do país estão em águas profundas (reservas off-shore)²¹. Com a descoberta da Bacia de Campos as reservas provadas mais que quadruplicaram no período 1980-97 atingindo 228 bilhões de m³ (Tabela 6.2). A produção doméstica passou de 3 bilhões de m³ em 1982 para 9,9 bilhões de m³ em 1987 (Tabela 6.3).

Tabela 6.2 – Evolução das Reservas de Gás Natural no Brasil :

(Bilhões de metros cúbicos)

Ano	1978	1980	1982	1985	1987	1989	1991	1994	1996	1997
TOTAL	44,4	52,6	72,4	92,7	105,3	116,0	123,8	146,5	157,7	227,6

Fonte : Retirado de KRAUSE.& PINTO JR (1998)

Tabela 6.3 – Evolução da Produção de Gás Natural no Brasil :

(Bilhões de Metros Cúbicos)

Ano	1983	1985	1987	1989	1991	1993	1995	1997
TOTAL	4,0	5,5	5,8	6,1	6,6	7,4	8,0	9,9

Fonte : Retirado de KRAUSE.& PINTO JR (1998)

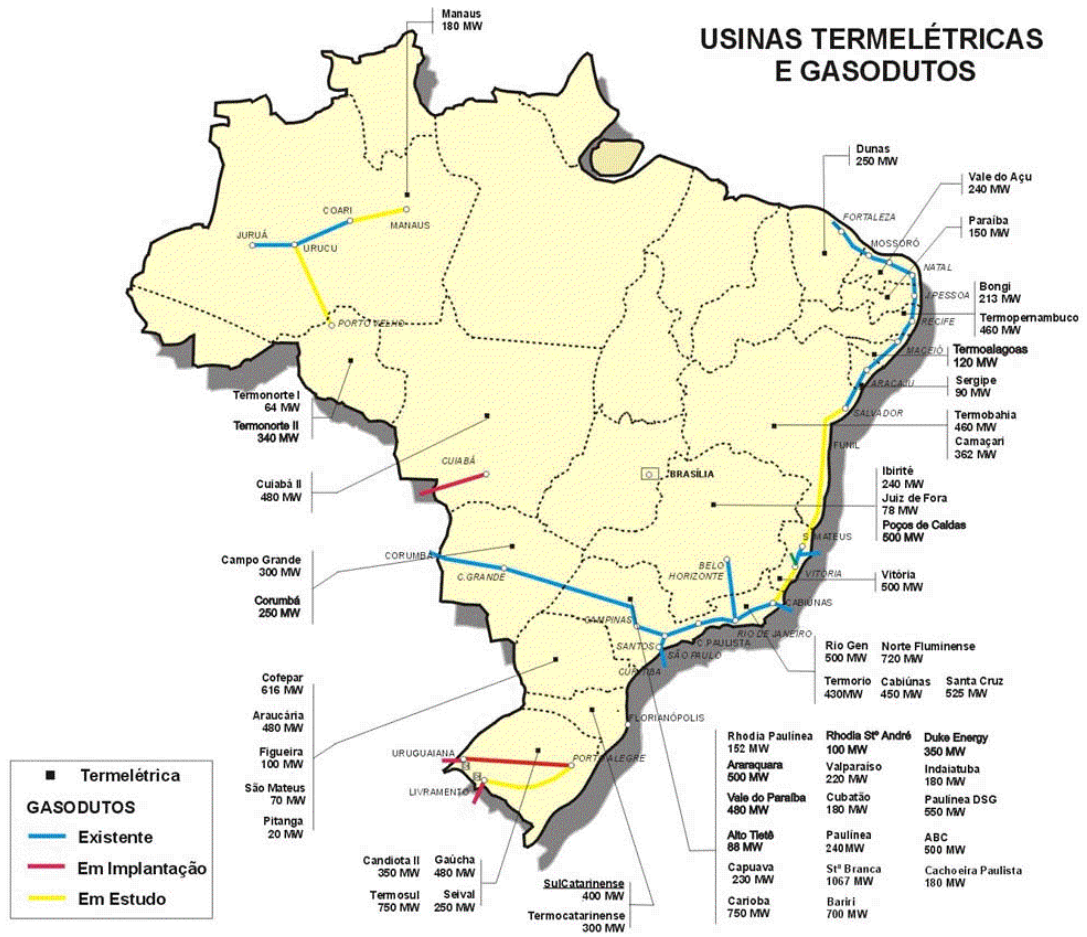
²¹ Deve-se ressaltar, no entanto, que grande parte dos investimentos necessários são realizados para o desenvolvimento da atividade petrolífera, não sendo necessários grandes investimentos específicos para o gás.

No que diz respeito à infra-estrutura de transporte e distribuição, o Brasil conta com cerca de 4.820 km de dutos de distribuição (2100 km – COMGÁS; 2170 km – CEG) e 4.240 km de dutos de transporte, o que não inclui o gasoduto Brasil-Bolívia, cerca de 3.000 km, a partir de Rio Grande, na Bolívia, incluindo o ramal até Porto Alegre.

O mercado de gás natural no Brasil apresenta crescimento acentuado. Este crescimento ocorre apoiado em diferentes aspectos de ordem econômica, ambiental, de qualidade dos produtos, etc., favorecendo notadamente os setores industriais (química, petroquímica, cerâmica, ...) e elétrico. O governo federal lançou em janeiro deste ano o programa emergencial de usinas termelétricas para evitar a falta de energia nos próximos anos. Juntos, até 2004 os empreendimentos previstos poderão agregar cerca de 15 mil MW à capacidade instalada no país, hoje próxima a 63 mil MW.

Tal como vem ocorrendo nos países desenvolvidos, o desenvolvimento da termelétricidade a gás natural implica que as estimativas de crescimento do mercado de gás natural tenham na indústria de eletricidade um dos principais responsáveis pelo crescimento da demanda.

Mapa 6.1 – Usinas Termelétricas e Gasodutos no Brasil



Fonte: www.gasnet.com.br

O crescimento da demanda de gás natural no Brasil, no período 1987-1996, foi de 5,7% ao ano, enquanto que no período de 1994-1997 foi de cerca de 8% ao ano. Os usos principais são apresentados na tabela a seguir :

Tabela 6.4 – Estrutura de utilização de gás natural no Brasil

Reinjeção e perdas – 35,1%	Mineração – 1,8 %
Setor energético – 12,4% (inclui energia elétrica)	Papel e Celulose – 1,7%
Não energético – 7,8%	Residencial – 0,8%
Metalurgia – 10,3%	Transporte – 0,5%
Química – 9,1	Cimento – 1,4%
Alimentos/Bebidas – 3,2%	Outros – 18,1%

Fonte : Retirado de KRAUSE.& PINTO JR (1998)

A demanda futura de gás natural é bastante incerta. O MME considera que o gás natural passará de uma participação de 2% na matriz energética em 1990, para 12% em 2010, o que representa necessariamente um crescimento expressivo da importação de gás natural. Exceção feita à importação de gás da Bolívia, equivalente a 30 Mm³/dia²², e da importação destinada à termelétrica de Uruguaiana (2,5 Mm³/dia), o restante da oferta a ser importada também se cerca de incerteza quanto à velocidade de implantação de sua infraestrutura e conclusão das complexas negociações correlatas. Cogita-se a importação de até 100m³/dia em 2010, a partir da Bolívia, Argentina, Peru e gás natural liquefeito de Trinidad ou África.

6.3 – Antecedentes Históricos da Privatização

Em 1853, os estatutos da Companhia de Iluminação a Gás foram aprovados pelo decreto número 1.159. Com isso, em 1854, o Rio de Janeiro tornava-se a primeira cidade brasileira a ser iluminada a gás canalizado que na época era produzido a partir do carvão

²² A capacidade do gasoduto é repartida em 3 partes : TCQ – de 0 a 18 Mm³/dia sendo a capacidade básica, TCO – de 0 a 6 Mm³/dia destinados à geração de energia elétrica e TCX – de 0 a 6 Mm³/dia, em princípio destinados (matéria controversa) à parcela de livre acesso.

mineral. A partir daí, a iluminação a gás foi se propagando da capital do Império para as outras capitais.

Porém, mais tarde, com o aprimoramento das técnicas de iluminação elétrica e com as dificuldades de importação do carvão para a produção do gás em consequência da Primeira Guerra Mundial, a iluminação a gás iniciou seu declínio. A partir de 1922 os lampiões a gás e as lâmpadas a arco começaram a ser substituídos por lâmpadas incandescentes.

Em 1933 foram substituídos os últimos lampiões a gás no Rio de Janeiro. Em São Paulo os primeiros lampiões foram desligados em 1930 e seis anos mais tarde completou-se a substituição pela luz elétrica.

Com a substituição da iluminação a gás as empresas distribuidoras ficaram dependendo do consumo para fins térmicos, principalmente nas residências e em estabelecimentos comerciais, na cocção e aquecimento da água.

A crise de 1930-35, a Segunda Guerra Mundial, a entrada no mercado em 1936 de um novo concorrente, o GLP distribuído em botijões, mais barato e menos intensivo em capital e a obsolência dos equipamentos de produção de gás de carvão na era do petróleo barato contribuíram para a decadência das empresas de gás canalizado. Assim, das onze companhias de gás existentes no país, só restou a Companhia de Gás de São Paulo (Comgas) e a Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro (CEG). Em São Paulo os

serviços foram transferidos para o Município de São Paulo em 1967 e no Rio o Estado da Guanabara assumiu o serviço em 1969.

Para a recuperação dos sistemas de gás, a Comgas e a CEG construíram unidades de produção de gás a partir da nafta, substituindo as velhas e ineficientes baterias de carvão. Com os novos equipamentos, os custos de produção do gás foram reduzidos o que, aliado a maior capacidade de produção, permitiu que as empresas revertissem o processo de decadência e retomassem a expansão e a modernização.

Com os choques do petróleo de 1973 e 1979, as duas únicas companhias de gás passaram a estudar outras soluções para a produção do gás, entre elas o etanol e o gás produzido a partir do carvão nacional, mas a descoberta de gás natural em Campos orientou definitivamente as empresas para este energético. Em 15 de janeiro de 1983, o gás natural de Campos começou a ser utilizado no Rio de Janeiro. Inicialmente, foi distribuído diretamente aos consumidores industriais e depois aos consumidores residenciais e comerciais.

Para a utilização do gás natural de Campos no Rio de Janeiro, a Petrobrás construiu 240 km de gasodutos até Duque de Caxias e a CEG construiu um gasoduto de 25 km para ligar sua fábrica ao gasoduto em Duque de Caxias. A CEG converteu as unidades de nafta para processarem gás natural e ampliou a sua rede de distribuição. Em São Paulo, o gás natural de Campos passou a ser utilizado em 1988, suprindo diretamente as indústrias. Para isso, a Petrobrás teve que construir um gasoduto de Volta Redonda a São Paulo com cerca

de 324 km de extensão. Este gasoduto interligava os sistemas distribuidores de Rio e São Paulo.

Nos estados do Nordeste a Petrobrás construiu sistemas de distribuição por ela operados para o suprimento exclusivo do segmento industrial do mercado.

Desta forma, a produção da gás natural no Brasil cresceu significativamente como pode ser visto na tabela abaixo.

Tabela 6.5 – Evolução da Produção de Gás Natural no Brasil

PERÍODO	1942-49	1950-59	1960-69	1970-79	1980-89	1990-93	1994-97
Produção (mil m ³ /dia)	9	313	1.972	4.183	12.487	18.662	23.859

Fonte: Gaspart

Em 1992, a Petrobrás já contava com uma rede de transporte de gás de 2.600 km e através de ramais de distribuição de gás fornecia gás diretamente aos consumidores industriais dos estados do nordeste, Espírito Santo e alguns do Rio de Janeiro (tabela 6.6), em um total de seis milhões de metros cúbicos por dia (m³/dia).

Tabela 6.6 – Número Total de Consumidores da Petrobrás – 1992

Estado	Bahia	Sergipe	Alagoas	Rio Grande do Norte	Paraíba	Pernambuco	Ceará	Rio de Janeiro	Espírito Santo
n ^o de consumidores	13	11	7	10	8	38	30	19	6

Fonte: Gaspart

Além da rede de gasodutos a Petrobrás, para o transporte e distribuição de gás natural, contava com unidades de tratamento do gás cuja finalidade é a eliminação de alguns componentes que vem misturados ao gás como água, CO₂ e H₂S. Essas unidades são chamadas de UPGN (Unidades de Processamento de Gás Natural).

A Constituição Brasileira de 1988 atribuiu aos estados a atividade de distribuição de gás canalizado, diretamente ou através de uma empresa estatal com concessão exclusiva. Esta carta magna definiu dois monopólios:

- o da pesquisa, produção, transporte e importação na esfera da União
- o da distribuição colocado como uma atribuição dos Estados, que poderia conceder-lo a empresas estatais.

Assim, após a promulgação da constituição de 1988, os estados onde havia disponibilidades ou perspectivas de oferta de gás natural foram obrigados a se instrumentarem para explorarem o serviço público do gás canalizado. A União cabia realizar a pesquisa, a produção e o transporte de gás que ela executava através da Petrobrás.

De início, alguns estados resolveram transformar as suas empresas em empresas energéticas e delegar a elas a nova atribuição constitucional. Depois, verificou-se que o serviço de distribuição de gás embora envolvesse algumas atividades comuns ao da distribuição elétrica, exigia diferentes conceitos, experiências, cultura e mentalidade. Além disso, o gás natural era um setor nascente que seria, cada vez mais, um concorrente da

eletricidade, o que contra-indicava a sua implantação e expansão por empresas constituídas e consolidadas no negócio de vender energia elétrica.

Havia também a solução de conceder a distribuição de gás canalizado à Petrobrás, principalmente, os estados onde essa estatal já estava fornecendo o gás natural a algumas indústrias.

A maioria dos estados decidiu constituir as suas próprias empresas estatais de distribuição e a elas outorgaram a concessão do serviço de gás canalizado, uma vez que a Constituição, não permitia essa concessão a empresas privadas. Somente o Mato Grosso do Sul e o Distrito Federal mantiveram a concessão desse serviço com as suas companhias energéticas Enersul e CEB. O estado do Espírito Santo adotou a solução isolada de conceder, à Petrobrás Distribuidora, a distribuição de gás para todo o território estadual. Outros estados como Amazonas, Pará, Maranhão, Piauí, Tocantins, Rondônia, Mato Grosso e Amapá decidiram não implantar sistemas de distribuição de gás canalizado. Os demais estados possuem as suas empresas distribuidoras em associação com a união, com a Petrobrás, com os municípios e com o capital privado (tabela 6.1).

Para conciliar a determinação constitucional de que a concessão só poderia ser dada a uma empresa estatal com a escassez de recursos financeiros dos estados, mesmo para investimento de cunho social considerados mais prioritários foi desenvolvido um modelo especial de estrutura empresarial. Esse modelo é certamente, uma das primeiras experiências de associação de empresários privados com o estado sendo controlador nas empresas pazeirizadas. Em resumo o modelo considera a seguinte composição acionária:

Tabela 6.7 – Composição Acionária

Entidades	Ações		Participação no capital total
	ordinárias	preferenciais	
Estados	51%	0	17%
Sócios privados e Petrobrás Distribuidora	49%	100%	83%
Total	100%	100%	100%

Fonte: Gaspart

Para assegurar uma gestão empresarial das concessionárias foram desenvolvidos estatutos e acordos de acionistas que condicionavam a deliberação de materiais essenciais, ao desempenho eficiente da empresa, a um consenso na votação dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva ou a uma maioria de votos que, necessariamente, contemple a participação de ações de propriedades dos sócios privados.

Como ainda não havia um órgão regulador, os contratos de concessão compensavam esta ausência de regulamentação. Eles viabilizavam a participação do capital privado no desenvolvimento da indústria de gás.

Os contratos de concessão na área de distribuição estabelecem os direitos e responsabilidades dos acionistas, dos consumidores e do Poder Concedente (que é o Estado), os critérios de fixação de tarifas, o prazo da concessão, níveis de precisão de medição, penalidades e outros dispositivos destinados a:

- oferecer segurança aos investidores
- garantir a qualidade do serviço para os consumidores

- definir uma regra estável de preços
- dar ao Poder Concedente parâmetros e critérios para o exercício da fiscalização da concessionária.

6.4 – Reestruturação e Privatização da Indústria

Segundo Pinto Jr. e Krause (1998) a regulação técnica e econômica de um setor deve pautar-se no conhecimento do mesmo e de seus agentes, suportando-se em base teórica que assegure consistência temporal e credibilidade. A consistência nas ações do Regulador, que talvez possa ser chamada Doutrina Regulatória, sinaliza estabilidade aos agentes econômicos e diminui sua percepção do risco regulatório.

O mercado brasileiro de gás natural pode ser descrito como incipiente, função da sua baixa penetração na matriz energética e da pequena extensão dos gasodutos em um país de dimensões continentais. A análise de sua regulação deve ter este ponto presente como pano de fundo, relativizando as comparações com países onde tal indústria é mais desenvolvida, ressaltando a necessidade de conceder incentivos para atrair agentes para o setor.

Esta necessidade de conceder incentivos que dinamizem a fase inicial da indústria de gás no Brasil, não deve no entanto deixar de relevar dois pontos, a saber :

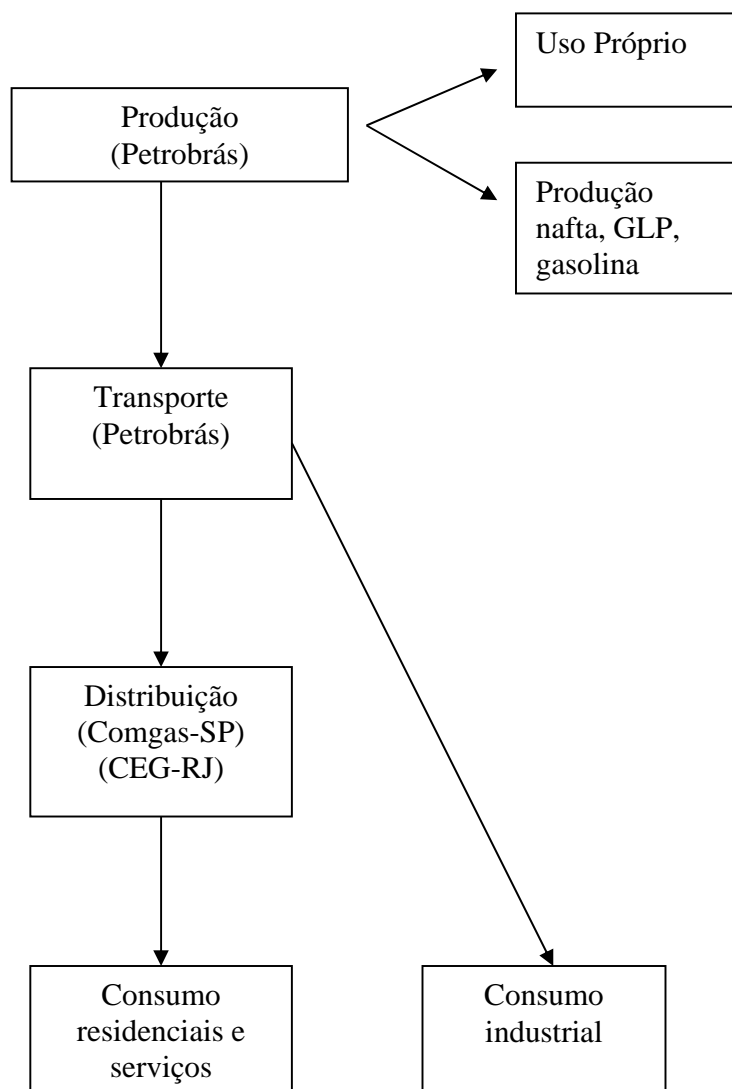
- se o incentivo dado ao primeiro agente elide a entrada do segundo, cria-se um monopólio e a função objetivo maximizar a competição não é atingida;

- não se deve perder a oportunidade de criar, desde o começo, condições adequadas ao desenvolvimento do mercado; a assimetria de informações neste ponto é potencialmente menor, e o trabalho do regulador facilitado.

Este trade off entre incentivo à entrada dos primeiros agentes e criação de uma estrutura que facilite a regulação de proteção da concorrência é por certo um desafio importante para o regulador. A posição forte de determinados agentes presentes no setor já em sua fase inicial e certas restrições institucionais ajudam a tornar o quadro mais complexo.

Até recentemente, antes da quebra constitucional do monopólio, a indústria do gás natural era estruturada verticalmente, com a Petrobrás sendo responsável pela exploração, produção, importação e transporte como pode ser visto na figura 6.1. Do ponto de vista da organização da exploração/produção dos recursos naturais, a Petrobrás tem que gerir o aproveitamento econômico do gás natural, cuja expansão da oferta, ocorre juntamente com outros derivados concorrentes produzidos pela empresa. Isto reflete a complexidade de coordenação dos aspectos estratégicos referentes às indústrias de petróleo/derivados e de gás natural.

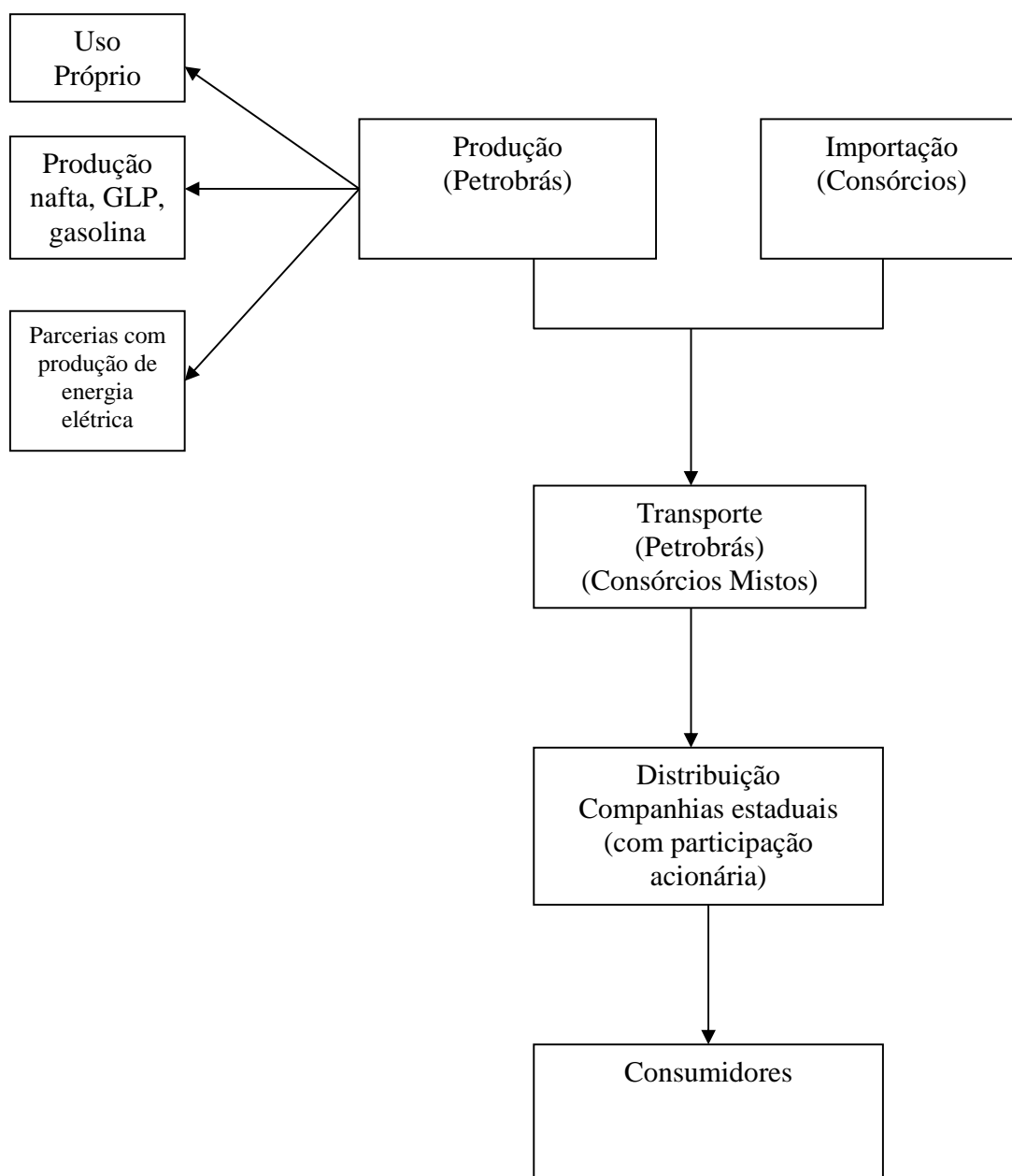
Figura 6.1 - Modo de Organização da Indústria do Gás Natural no Brasil até 1988



Fonte: Pinto Jr e Krause (1998)

Figura 6.2 - Modo de Organização da Indústria do Gás Natural no Brasil nos anos

90.

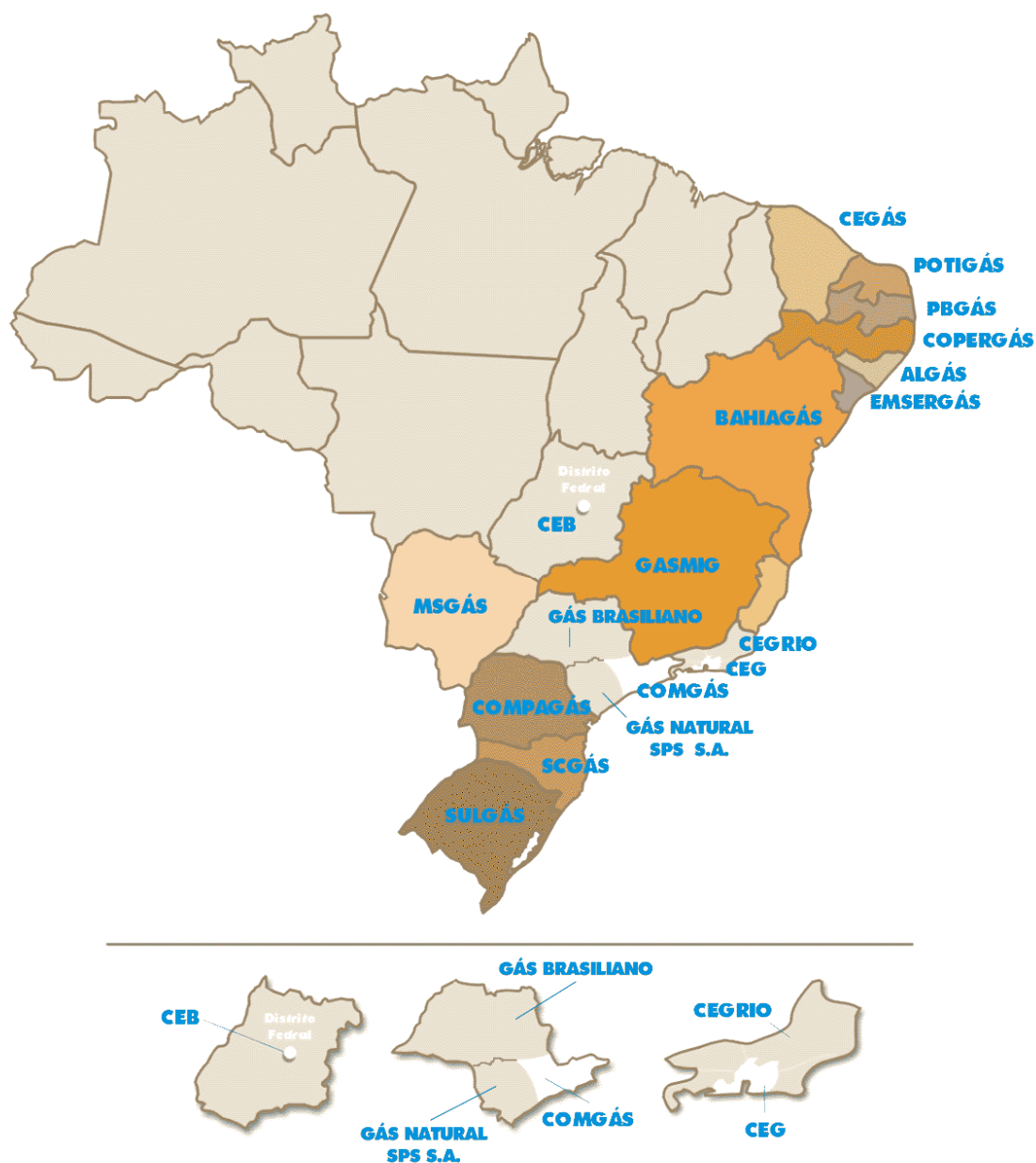


Fonte: Pinto Jr e Krause (1998)

Como já foi citado anteriormente, até 1988, apenas duas empresas de distribuição estavam operando. Dessa forma, em vários estados, a Petrobrás assegurava o fornecimento ao setor industrial, e por conseguinte, mantinha a integração vertical ao longo de toda a cadeia de suprimento de gás natural. Essa situação era estendida também a grandes consumidores industriais do Rio de Janeiro, o que gerou um conflito institucional entre a CEG e a Petrobrás pela disputa do mercado de distribuição de gás natural.

A constituição de 1988 atribuiu aos estados o direito de concessão no que tange à distribuição do gás natural e, a partir de então, várias empresas estaduais foram criadas para explorar os serviços de distribuição de gás (ver quadro 6.1). Na tentativa de contornar esta barreira institucional que impede a sua entrada no mercado de distribuição de gás natural, e visto que este mercado encontra-se numa fase de franca expansão, a estratégia da Petrobrás tem sido orientada para a participação acionária nas companhias de distribuição, constituindo um modelo de atuação caracterizado pela preservação da integração vertical. A estratégia da Petrobrás é viabilizada claramente pela formação de um modelo de composição acionária das companhias distribuidoras de gás, o qual consta da participação do Estado, da BR distribuidora e de uma empresa privada na maioria dos Estados (geralmente a Gaspart). São 18 concessionárias operando em 15 estados (CE, RN, PB, PE, AL, SE, BA, MG, RJ, SP, MS, GO, RS, SC, PR) como mostra o mapa 6.2.

Mapa 6.2 –Distribuidoras de gás no Brasil



Fonte: www.gasnet.com.br

Atualmente, a questão institucional assume uma nova dimensão, em particular devido às sinalizações favoráveis de crescimento da oferta nacional e da celebração dos contratos de importação do gás natural da Argentina e da Bolívia. Ciente da posição

estratégica da atividade econômica do transporte de gás natural, a Petrobrás decidiu participar ativamente na construção do gasoduto Brasil-Bolívia. A estatal brasileira participa na parte brasileira do gasoduto através de sua subsidiária Gaspetro, detendo 51% da empresa TBG (Transportadora Brasileira gasoduto Brasil-Bolívia S.A), que por sua vez possui participação no lado boliviano do gasoduto.

A Petrobrás igualmente participa nos empreendimentos termelétricos como parte de suas estratégias de integração vertical e estabelecimento de posições dominantes no mercado correlato. A Petrobrás produz todo o gás doméstico, domina todo o fornecimento, detém o controle de todas as instalações de transporte de gás no Brasil e fornece 100% de todo o gás natural entregue a todos os mercados existentes.

A partir de 1995, com a emenda constitucional que eliminou o monopólio da Petrobrás, inicia-se um processo de reestruturação institucional visando a uma maior competitividade ao setor.

A Emenda Constitucional nº. 9, de 9/11/95 restabeleceu o monopólio do gás à União (antes era da Petrobrás) e flexibilizou este monopólio ao permitir a contratação com empresas privadas a realização das atividades inerentes ao monopólio. Em seguida à Emenda Constitucional, e em sintonia a ela, o Governo brasileiro adotou uma série de medidas no sentido de aumentar a competição nos mercados de óleo e gás natural. Entre estas medidas podemos citar:

- Promulgação da Lei 9478/97 – Lei do Petróleo – que regulamenta a Emenda Constitucional, cria a Agência Nacional do Petróleo – ANP e estabelece os movimentos relativos à transição de uma estrutura monopolista no setor para uma estrutura de mercado competitivo e regulado para as atividades de exploração e produção refino e transporte de petróleo e gás natural.
- Implantação efetiva da ANP com o objetivo estabelecer um adequado quadro regulatório e institucional para o setor
- Estabelecimento de regulação para o livre acesso a gasodutos e oleodutos, importação e exportação de petróleo, gás natural, GNL;
- Desregulamentação dos preços de óleo combustível e gás natural, determinando a separação (*unbundling*) dos componentes de custo da *commodity* e do transporte.

A Lei do Petróleo estabeleceu os princípios e objetivos das política nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia, criou o Conselho Nacional de Política Energética, CNPE, a Agência Nacional de Energia, ANP e dispôs sobre as atividades referentes ao monopólio do petróleo.

A finalidade da ANP é promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo. Este tipo de competência regulatória para ao gás natural é uma experiência rara. As reformas da indústria de gás

natural em outros países têm contemplado a criação de uma entidade regulatória específica para o gás natural ou ainda a fusão gás natural – energia elétrica como no Reino Unido – Ofgas/Offer. Em contrapartida, cabe lembrar que a participação do gás natural no balanço energético brasileiro é muito inferior àquela observada nos países industrializados.

Ressalta-se, em contrapartida, que o poder concedente e as missões de regulação no segmento de distribuição de gás são de competência dos estados da federação, os quais começam a criar suas agências reguladoras.²³ A atuação da ANP deverá portanto ser coordenada com a ação das agências estaduais, reconhecendo no entanto os limites de sua atuação. As diferenças entre estados, hoje constatáveis nos preços de gás vendido às indústrias (de até 50%), a intenção de estados de usar o preço do gás como atrativo para instalação de novas indústrias ilustra a complexidade do problema no segmento da distribuição.

Este processo não pode ser desvinculado do movimento de descentralização da regulação das indústrias de rede. Os estados da federação iniciam, ainda que de forma lenta e bastante heterogênea, um movimento de organização de agências regulatórias estaduais que deverão receber delegação das agências federais (ANP e ANEEL) para o exercício das tarefas de regulação associadas à missão de serviço público dessas indústrias. Porém, o sucesso da implementação de uma regulação estadual depende da articulação de um conjunto de arranjos institucionais e de conhecimento específico que demandam tempo.

²³ Vários Estados criaram ou estão avaliando a criação de agências reguladoras de serviços públicos. À exceção de São Paulo que possui agência especializada em energia (elétrica e gás), os demais Estados estão optando por agências gerais de serviços públicos.

Os princípios e os objetivos da política energética brasileira estão fixados no artigo 1º da Lei do petróleo, sendo os mais importantes os que se seguem: (i) promover a livre concorrência entre os agentes do mercado; (ii) proteger os interesses dos consumidores em relação a preço, qualidade e oferta de petróleo e gás; (iii) proteger o meio ambiente; (iv) incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural; (v) identificar as soluções apropriadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do país; e (vi) ampliar a competitividade do Brasil no mercado internacional. Estes são os princípios que devem balizar a atuação da ANP, como órgão regulador do mercado

Esses princípios e objetivos refletem a preocupação do Governo com o grande aumento da demanda de energia elétrica no Brasil, bem como com a dependência do país em relação às importações de petróleo. Assim a política energética se faz no sentido de promover a utilização do gás natural de combustão limpa a fim de assegurar o adequado funcionamento do mercado de energia, num ambiente de livre concorrência, com observância das normas ambientais e do pleno desenvolvimento econômico com benefício para os consumidores finais quanto a preço e garantia de suprimento.

No entanto, apesar da instituição de um modelo teoricamente concorrencial para a indústria do gás e petróleo, a presença da Petrobrás em todos os segmentos implica em entraves potenciais ao desenvolvimento da competição e da necessidade de passos adicionais para atingi-la.

A integração vertical, sob o mesmo grupo de controle, de segmentos competitivos tende a ser, em qualquer atividade e lugar do mundo, um obstáculo à concorrência efetiva

nos segmentos competitivos e uma dificuldade extra de regulação nas atividades que constituem monopólio natural, como é o caso do transporte de gás natural. É por esta razão que os mercados mais maduros de gás dão especial atenção à questão da integração vertical, estabelecendo limites para a atuação dos diversos agentes.

Quando da discussão do novo modelo do setor elétrico concluiu-se que a separação ou desverticalização dos vários segmentos que compõem o setor – geração, transmissão, operação, distribuição e comercialização – era de fundamental importância para se conseguir uma transição efetiva para um mercado competitivo de energia no Brasil.

Infelizmente, quando da discussão da Lei do Petróleo a possibilidade de desmembramento da Petrobrás não foi seriamente considerada pela sociedade brasileira. A Lei 9478/97 não trata desta questão e tão pouco deu à ANP ou ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE competência legal para levar à frente uma possível reestruturação do setor. Além de não tratar do desinvestimento da Petrobrás, a Lei também foi falha ao tratar da segregação operacional ou contábil das atividades

A manutenção de uma entidade como a Petrobrás, com uma posição dominante em todos os segmentos da indústria, com uma estrutura integrada é, claramente, um obstáculo à implantação da competição no segmentos passíveis de competição e à eficácia de uma regulação que simule a competição em segmentos tradicionalmente não competitivos.

No que se refere especificamente ao segmento do transporte, a Lei 9478/97, determinou que a Petrobrás constituísse subsidiária com atribuições específicas de operar e

construir seus ativos de transporte. Mas esta determinação não foi acompanhada da obrigatoriedade da transferência dos ativos para a nova subsidiária, o que daria maior transparência, ao mercado, às transações relacionadas ao transporte. A Transpetro foi criada com o objetivo operar os ativos de transporte e entrou em operação em maio de 2000, mas sua legitimidade ainda está em análise pela ANP. Todas as transações de gás utilizando-se a malha de gasodutos nacionais é feita ainda em nome da Petrobrás.

Neste contexto a regulação do livre acesso ao dutos de gás natural, feita pela Portaria 169/98, em cumprimento a da lei 9478/97, se dá num cenário adverso, pois sua eficácia é minada pela verticalização e pela falta de segregação de ativos ou atividades.

A Portaria prevê o acesso de terceiros, mediante remuneração adequada ao titular das instalações, mas necessita ser completada para que sua aplicação seja eficiente. É necessário regular a cessão compulsória de capacidade quando esta não está sendo utilizada pelo carregador titular, e regular melhor os mecanismos de licitação nos casos em que a demanda é superior à disponibilidade de capacidade, além de estabelecer mecanismos para limitar o *self-dealing*.

Se a legislação federal estabelece o livre acesso, mas o monopólio de comercialização persiste, o livre acesso só pode ser praticado pelas distribuidoras, ou por agentes comercializadores que viessem a vender para as mesmas. Seria necessário separar distribuição (mais consensualmente uma atividade monopolística) da comercialização, ou talvez criar, a exemplo de outros países e do setor elétrico, um mercado cativo e um

mercado livre. A questão de preços diferenciados por usos também implica subsídios cruzados que dificultam a introdução da concorrência.

Na questão do livre acesso persiste considerável dificuldade na negociação desta legislação com a subsidiária da Petrobrás encarregada das atividades de transporte e com a TBG. A não solução do problema leva à duplicação dos gasodutos caso existam agentes interessados nos riscos associados, ou mais provavelmente à manutenção da posição dominante da Petrobrás. A experiência internacional mostra que o livre acesso deve ser imposto mesmo e principalmente aos gasodutos existentes.

O tema do livre acesso leva ao do preço do transporte. Atividade monopolística, o transporte mereceria atenção especial à questão da regulação de preços. As metodologias utilizadas internacionalmente são similares às consideradas para a distribuição, com tendência para regulação por preço.

Para o livre acesso existe a opção do comportamento reativo, atuando na arbitragem de conflito entre transportador e agente entrante, mas a experiência mostra que o poder do transportador e a assimetria de informações dificultam muito esta forma de atuação, que por sua vez tem a vantagem de ser menos intervencionista. Outras alternativas consideram que os preços de transporte são regulados e transparentes para facilitar o aparecimento de novos agentes. As metodologias são controversas – o debate no caso britânico já dura 10 anos. No caso brasileiro, considerada à situação de desenvolvimento da malha e a posição relativa fonte-destino, talvez se devesse privilegiar uma forma simplificada, baseada apenas no par

volume-distância. De toda a forma, sempre haverá negociação nas condições técnicas de acesso à rede havendo assim, risco de conflitos

Recentemente um agente, a Enersil – Energia do Brasil Ltda, teve que recorrer à ANP para que as determinações da Portaria em vigor fossem cumpridas pela TBG, processo este que demorou mais de 3 meses. Isto mostra que apesar da legislação existir, não há necessariamente uma disposição do transportador em cumpri-la dificultando o desenvolvimento do mercado competitivo de gás natural, e o benefício de menores preços ao consumidor final. O abuso do poder monopolista no transporte tem o efeito de eliminar a concorrência na compra e venda do gás.

São problemas potenciais a dificuldade de acesso de produtores concorrentes à infra-estrutura de transporte em situação de insuficiente capacidade disponível para atender à demanda existente. Ou a propensão, por parte do fornecedor de gás a induzir seus clientes, a distribuidora local, a não buscar fornecedores alternativos.

Ainda com respeito ao transporte, devido à sua característica de indústria de rede, diversos mecanismos de coordenação devem ser criados para assegurar a confiabilidade e a interconexão de mercado num contexto inteiramente novo, com a participação de um maior número de operadores e, portanto, com um número mais elevado de transações e contratos. A situação corrente de um operador único deverá ser mudada e um código deve ser criado e talvez algo como um contrato de adesão submetido aos agentes entrantes.

Na situação atual, a importação de gás natural e seu transporte não se configuram em monopólios legais. Existe requisito de *unbundling* societário para as atividades de transporte mas os limites de participação cruzada ainda não foram estabelecidos, o que equivale, na prática, a não ter *unbundling*.

A importação do gás natural foi regulamentada pela Portaria N° 43 de 1998 com critérios estabelecidos pela ANP. As permissões para a importação são determinadas na forma de Autorizações. A empresa deve informar não só o volume, país de origem, data prevista para importação, como também o meio de transporte a ser utilizado e o potencial mercado a ser atendido. Em 31 de junho de 2000, as autorizações já concedidas para importações apresentavam a seguinte tabela:

Quadro 6.8 – Autorizações Válidas para Importação de Gás Natural – 1998/2000

Empresa importadora	País de origem	Data Importação	Início	Volume Máximo	Mercado potencial
Sulgás	Argentina	2º trim./2000		15 M m ³ /d	RS
Gaspetro	Bolívia	1º trim./2000		30 M m ³ /d	MS, SP, PR, SC, RJ, RS, MG, REPLAN, PEPAR E REFAP
EPE- Emp. Prod. de Energia	Argentina	1º trim./2000		2,21 M m ³ /d	Usina de Cuiabá
GCO-Geração Centro Oeste	Bolívia	Julho de 2001		2,5 M m ³ /d	Usina de Cuiabá II
Enersil –Energia do Brasil	Bolívia	Julho de 2000		365 M m ³ /ano	CEG, CEG-Rio e Gasmig
Pan American Energy	Argentina	1º trim./2000		15 M m ³ /d	RS, SC e PR
Pan American Energy (3)	Bolívia	2º trim./2000		3,5 M m ³ /d	SP

Fonte: Diário Oficial da União (DOU)

A importância desta importação do ponto de vista macroeconômico não parece ser uma barreira insuperável. O montante estimado de 100 Mm³/dia em 2010, mantidos os preços de hoje, representam algo no entorno de US\$ 2 bilhões/ano, contrabalançados pelas externalidades positivas associadas ao gás natural.

Outro ponto a considerar toca a associação da importação com a operação da malha de transporte. O monitoramento dos parâmetros de qualidade do gás em conformidade com as normas brasileiras foram estabelecidas pela Portaria N^o 41 de 1998. Esta estabeleceu normas para a especificação do produto comercializado no país, de origem interna ou externa e, aplicáveis às fases de produção, transporte e distribuição.

O monopólio legal de comercialização de gás conferido às empresas estaduais distribuidoras implica considerável poder às mesmas e ao Governo Estadual²⁴ para o estabelecimento de políticas locais de uso de gás. Como exemplo da questão, pode ser lembrado que diversas são as metodologias usadas internacionalmente para regular tarifas de fornecimento/distribuição de gás (por taxa de retorno – mais usual e reconhecidamente ineficaz; por preços fixadas a partir de processos de privatização etc.). Porém, no curto prazo, não parece provável uma uniformização dessas práticas, sendo legítimo argumentar que diferentes metodologias conviverão em diferentes Estados.

A questão da distribuição nos estados levanta ainda a questão da integração horizontal. Não existe limite de propriedade e um mesmo grupo pode controlar muitas empresas em diferentes estados. O poder de mercado deste eventual grupo introduziria uma

nova relação de poder com transportadores. Além disso, anula-se a possibilidade de concorrência por comparação e cresce o problema da assimetria de informações. O setor elétrico criou limites de integração horizontal na distribuição.

A regulamentação dos preços dos produtos de petróleo e gás natural estão sob a responsabilidade dos Ministérios da Fazenda (MF) e Minas e Energia (MME), embora o Art. 8º da Lei 9478/97 coloque na esfera de atribuições da ANP a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta de produtos. Assim, os preços são estabelecidos por uma Portaria Interministerial (MF e MME) e monitorados pelo ANP.

Em relação ao gás natural ao consumidor final, sua regulação é realizada pelos estados, através da aprovação da margem de distribuição para cada empresa. Quanto ao preço do *city gate*, seu valor sempre esteve diretamente atrelado ao óleo combustível. Depois de consecutivos aumentos de preço do óleo combustível, em decorrência da alta do petróleo, o Governo e a Petrobrás, em comum acordo com os agentes do setor decidiram pela estabilização do preço do gás no último trimestre de 1999, viabilizada por descontos proporcionados pela Petrobrás às distribuidoras. Em 17 de fevereiro de 2000, foi emitida uma nova regulamentação de preços para o gás natural nacional através da Portaria Interministerial Nº 3. A principal característica da regulamentação foi a separação, pela primeira vez, do preço da *commodity* produzida no país do seu preço de transporte. A Portaria estabelece que o preço máximo do gás nacional para a venda à vista às empresas concessionárias será calculado pela fórmula:

²⁴ O Estado é o poder concedente em matérias relativas à comercialização de gás.

$$P_M = P_{GT} + P_{REF}$$

Onde: P_{GT} = Preço referencial na entrada do gasoduto e P_{REF} = Tarifa de Transporte entre os pontos de recepção e de entrega do gás natural.

O preço referencial do gás passou a ser calculado a partir do preço internacional de uma cesta de óleos e para permitir maior estabilidade e previsibilidade ao mercado e a coerência entre as regras de variação de preços entre o gás natural nacional e o importado, estabeleceu-se a variação trimestral do preço do gás natural.

Este sistema descrito vigorou até 30 de junho de 2000. Ele apresentava uma deficiência no sentido de não considerar no preço do produto os componentes relativos à distância até os pontos de entrega. Ao estabelecer um sistema de preço único em todo o país ou em uma região, a partir de tarifas médias de transporte, o sistema manteve, na prática, um sistema de subsídios cruzados de uma região para outra, em desacordo, inclusive, com a legislação que prevê o fim deste procedimento.

Para corrigir esta distorção e aperfeiçoar o sistema, o MME, em colaboração com a ANP, desenvolveu um nova regulamentação de preços para o gás natural, que vigora desde primeiro de junho de 2000. O principal objetivo do novo procedimento foi o de introduzir mecanismos de preços que melhor representem suas estruturas de custos. Separando claramente os custos de transporte daqueles relacionados às atividades de exploração e produção de gás, será possível chegar-se mais próximo à situação dos mercados concorrenciais. O ponto essencial desta nova sistemática é a existência de preços diferenciados por ponto de entrega, especialmente em três aspectos: definição de preços

mais adequados, maior eficiência alocativa e perspectiva de regras futuras mais flexíveis para o preço do gás natural.

Em função da dificuldade de absorção pelos estados mais distantes, da passagem de um sistema de preços iguais em todo o país para a implantação imediata das tarifas proporcionais à distância e preços máximos, a nova regulamentação prevê a introdução progressiva do peso da distância nas tarifas de referência. Desta forma, o preço máximo do gás natural nos diversos pontos de entrega irá se diferenciando progressivamente, em um período de transição que permitirá um melhor planejamento dos agentes.

A gama diversificada de problemas a serem enfrentados sugere que a efetiva operação da ANP e das agências estaduais de regulação do serviço público depende de passarelas institucionais que vão viabilizar a delegação das tarefas regulatórias, as quais ainda carecem de uma construção mais sólida. Parece claro, contudo, que a expansão esperada da indústria de gás no Brasil exigirá um quadro regulatório complexo centrado na compatibilização dos objetivos de introdução de concorrência e de ampliação dos investimentos, o que exige um conjunto de regras claras para o processo de tomada de decisão dos agentes econômicos.

6.5 - Conclusão

A extensão e qualidade da competição no mercado de gás depende em larga medida de três agentes, ou grupos de agentes. A Petrobrás, cujo compromisso com o objetivo da concorrência é óbvia e compreensivelmente limitado. As autoridades estaduais, universo

disseminado pouco propenso, por sua própria natureza, a soluções uniformes de média e longo prazos, como seria desejável nessa matéria. Não há dúvida de que é sobretudo o terceiro e último grupo que poderá assegurar a competição: Governo Federal, através dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda, da ANP e da Aneel em menor medida.

Naturalmente a competição não é um fim em si mesmo: ela deve ser buscada na medida em que representa, ao lado da regulação eficaz onde a concorrência seja inviável, o melhor caminho para assegurar os objetivos de política pública. Estes são: geração de energia, combustível limpo e de custo razoável para consumidores industriais, comerciais ou residenciais. É papel do Executivo pesar estes objetivos contra outros, entre os quais, possivelmente, o de construir e preservar uma empresa nacional de energia competitiva a nível internacional (Petrobrás). Nenhum agente desse mercado ignora que essa possa ser uma meta a ser buscada.

CAPÍTULO VII – CONCLUSÃO

Apesar das características econômicas da indústria de eletricidade serem muito parecidas com a de gás natural, o desenvolvimento de tais indústrias se deu de forma totalmente diferente tanto no Reino Unido como no Brasil.

No Brasil, a competição na indústria de gás natural é dificultada pela preservação da integração vertical da Petrobrás ao longo de toda cadeia de suprimento. No Reino Unido ocorre o mesmo com a British Gas. Quando uma empresa é verticalmente integrada, para haver competição no setor, além do acesso à rede transportadora à competidores potenciais tem que haver uma regulação muito eficiente e transparente. Caso contrário, não será possível a competição.

Na indústria de eletricidade houve uma desverticalização dos estágios de produção tanto no Brasil quanto no Reino Unido. Nas atividades de geração e comercialização de energia elétrica há competição. As atividades de transporte (transmissão e distribuição) são consideradas monopólio natural. Além disso, foi estabelecido um mercado spot acompanhado de contratos de longo prazo favorecendo a competição.

É claro que a indústria de eletricidade no Reino Unido e no Brasil diferem bastante principalmente pelo fato das usinas no primeiro país serem na sua maioria usinas termelétricas e no segundo hidrelétricas. As características especiais do setor elétrico brasileiro demandaram soluções especiais não utilizadas no Reino Unido, mas a experiência britânica colaborou com o desenvolvimento da competição no Brasil apontando vários pontos importantes a serem considerados.

Tal experiência ressaltou a importância e a complexidade da regulação da concorrência, com ênfase na definição de regras de acesso não-discriminatórias e no controle do processo de concentração do mercado, e, no que se refere aos segmentos de monopólio natural, da garantia de um sistema independente. Mostrou também a importância da modelagem prévia da estrutura de mercado para a afirmação de um mercado competitivo na geração e na comercialização de eletricidade. Como a configuração no Reino Unido era concentrada no segmento de geração, a ação regulatória ainda não foi capaz, ao longo de quase dez anos, de evitar práticas abusivas.

Assim, a continuidade do processo de separação vertical das empresas interligadas e de uma pulverização no mercado de geração de eletricidade são uma tarefa importante para viabilizar um ambiente competitivo a longo prazo. Da mesma forma, torna-se urgente a necessidade de articulação da Aneel com a ANP para o desenvolvimento de aparato regulatório de defesa da concorrência no setor de gás natural devido a importância deste na expansão da oferta de eletricidade por meio de usinas termelétricas.

No Brasil a ANP regula as atividades referentes ao petróleo e ao gás natural. No Reino Unido existe a Ofgas que se refere somente ao gás e trabalha junto com a Offer, reguladora da energia elétrica. Isto ocorre no Brasil talvez por causa da pequena participação do gás natural no balanço energético em relação ao Reino Unido.

A Aneel que regula o setor elétrico brasileiro utiliza, em essência, os mesmos instrumentos regulatórios básicos que a Offer, com destaque para determinados pré-requisitos básicos para o sucesso destas medidas, tal como a constituição de agência com autonomia para o exercício da missão regulatória, promovendo um conjunto de políticas que envolvem tanto a proteção dos interesses do consumidor cativo em regime de monopólio quanto a adoção complementar de instrumentos regulatórios mais reativos, que enfatizem a regulação da concorrência e a coação de condutas anticompetitivas.

No entanto, existe uma série de dificuldades e desafios para que a Aneel e a ANP se constituam, efetivamente, em órgãos independentes, tendo em vista o *timing* de criação das mesmas em relação ao início do processo de reformas. No caso específico do setor elétrico, a aposta do governo foi num processo de privatização integral associado com a introdução gradual da concorrência. Como a ausência de regras adequadas para o incentivo à entrada da iniciativa privada fez com que os investimentos esperados não se realizassem na rapidez necessária, o governo foi obrigado a adotar uma série de mecanismos para afastar os riscos de déficit do sistema. Apesar do aparato regulatório para a defesa da concorrência estar bem definido, a ênfase na regulação técnica e a necessidade de atrair investidores colocam dois grandes desafios para a consolidação da Aneel: o primeiro é sinalizar para um ambiente de maior competição –

inclusive para os pequenos consumidores – e o segundo é permitir que os consumidores cativos possam se beneficiar dos ganhos de eficiência produtiva obtidos pelas empresas.

Do ponto de vista da ANP, sua atuação está sujeita, também, a grandes desafios. Em primeiro lugar, como a ênfase das reformas no setor de petróleo não foi a privatização nem tão pouco a introdução de ampla competição, não foi dada a atenção necessária aos mecanismos de defesa da concorrência. Em segundo lugar, é imprescindível que a ANP obtenha autonomia para a definição da política tarifária e que o seu regulamento seja aperfeiçoado, em especial o pré-requisito da estabilidade. Em suma, a consolidação da modernização do Estado brasileiro, em especial o fortalecimento do seu papel regulador, está diretamente relacionada ao sucesso das reformas setoriais em curso.

A regulação apresenta dois desafios principais: a questão da cobertura cambial e a questão da “nova energia” ser mais cara que a “velha energia”. É necessário portanto, que as agências reguladoras desenvolvam soluções para as duas questões, permitindo assim, o desenvolvimento da competição.

No curto espaço de tempo desde a introdução da competição no setor tecnológico já surgiram novas oportunidades de negócios. A indústria de eletricidade quando estatal era considerada uma indústria de desenvolvimento lento. Com a privatização já foi possível presenciar uma revolução tecnológica.

Existe um projeto de uma planta de geração de energia baseada em células de combustível. Estas são ampliáveis a qualquer tamanho e possuem operação altamente

automatizada podendo atender a clientes industriais, comerciais e residenciais. As vantagens do uso da célula de combustível para geração de energia elétrica são o pequeno tamanho, a alta eficiência e a baixa emissão de poluentes. Depois de mais de cento e cinquenta anos para desenvolver a ciência básica e realizar melhoramentos, as células de combustível se tornaram uma realidade comercial. Os custos das células de combustível serão competitivos com os de outras tecnologias, especialmente onde rígidos critérios ambientais devam ser atendidos. Devido aos curtos prazos de entrega, os investimentos só serão realizados quando maior capacidade for necessária. Com mínimo impacto ambiental, custos competitivos, insuperáveis benefícios e flexibilidade operacionais, as células de combustível são um grande concorrente das usinas térmicas e hidrelétricas.

Desta forma, quando a célula de combustível entrar no estágio de operação comercial, as usinas de energia elétrica possivelmente perderam seu sentido econômico. O foco mudará completamente para a implantação desta célula e não mais para a preocupação em gerar competição no setor energético.

BIBLIOGRAFIA

1. ABREU, Percy Louzada de & MARTINEZ, José Antônio. *Gás Natural: o combustível do novo milênio*. Porto Alegre: Plural Comunicação, 1999.
2. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. *Anuário estatístico da indústria brasileira do petróleo 1990 – 1997*. Rio de Janeiro: A Agência, 1998.
3. ARMSTRONG, M., COWAN, S. & VICKERS, J. *Regulatory reform: economic analysis and British experience*. Cambridge:MIT Press, 1994.
4. ASMAE. *MAE Perspectivas e Impactos*. VII ENERJ, outubro de 2000.
5. CB – CME. *Brasil Setor Energético Destaques e Oportunidades de Negócios 1999*. Rio de Janeiro. Julho de 2000.
6. COOPERS & LYBRAND. Relatório Consolidado Etapa IV – 1. *Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*. Volume I: Sumário Executivo. Eletrobrás, Ministério de Minas e Energia, junho de 1997.
7. ELETROBRÁS. *Plano Decenal de Expansão 1999/2000*. GCPS, 1998.
8. FERNANDES, Eliana Santos Lima. *Mecanismos de Regulação Tarifária na Indústria de Gás Natural: o caso do gasoduto Brasil-Bolívia*. Tese de Doutorado, PIPGE-USP, junho de 2000.
9. FERREIRA, Carlos Kawall Leal. Privatização do setor elétrico no Brasil. In: PINHEIRO, Armando Castellar & FUKASAKU, Kiichiro (eds). *Privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública*. BNDES, abril de 1999.
10. Jornal Gazeta Mercantil, abril de 1999.

11. KRAUSE, Gilson G.& PINTO JR , Helder Q. *Estrutura e regulação do mercado de gás natural. Aspectos específicos do caso brasileiro*. Agência Nacional do Petróleo. Nota Técnica nº 004. Rio de Janeiro, setembro de 1998.
12. KRAUSE, Gilson G.& PINTO JR , Helder Q. *Estrutura e regulação do mercado de gás natural.Experiência Internacional*. Agência Nacional do Petróleo. Nota Técnica nº 004. Rio de Janeiro, setembro de 1998.
13. MELLO, Marina Figueira de. *O Papel do Estado no Novo Padrão de Financiamento à Infra-Estrutura: o caso do setor elétrico brasileiro*.(mimeo) Departamento de Economia da PUC, Rio de Janeiro, outubro de 1997.
14. MARTINS, Maria Paula de Souza. *Inovação Tecnológica e Eficiência Energética*. Monografia de MBA. Instituto de Economia, UFRJ, outubro de 1999.
15. PÊGO FILHO, Bolivar, CÂNDIDO JR, José Oswaldo & Pereira, Francisco. *Investimento e Financiamento da Infra-Estrutura no Brasil: 1990/2002*. Brasília: IPEA, outubro de 1999 (Texto para Discussão, 680)
16. PIRES, José Claudio Linhares. *Políticas Regulatórias no Setor de Energia Elétrica: a experiência dos Estados Unidos e da União Européia*. Rio de Janeiro: BNDES, outubro de 1999 (Textos para Discussão, 73).
17. _____ *Capacitação, Eficiência e Abordagens Regulatórias Contemporâneas no Setor Energético Brasileiro: as experiências da Aneel e da ANP*. Rio de Janeiro: BNDES, dezembro de 1999 (Ensaio BNDES, 11).
18. _____ *O Processo de Reformas do Setor Elétrico Brasileiro*. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 6, n.12, dezembro de 1999.

19. _____ *Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro* Rio de Janeiro: BNDES, março de 2000 (Textos para Discussão, 76).
20. _____ & PICCININI, Maurício Serrão. *Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro*. Rio de Janeiro: BNDES, julho de 1998 (Texto para Discussão, 64).
21. Presidência da República, Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.
22. Relatórios Enron
23. Revista Brasil Energia, 1999, 2000.
24. Revista “The Economist”, 5 de agosto de 2000.
25. SROUR, Sandra. *Aspectos conjunturais da regulação estatal no setor elétrico*. Monografia de conclusão do BEM. Instituto de Economia. UFRJ, outubro de 1999
26. VELASCO JR, Licínio. *A Economia Política das Políticas Públicas: as privatizações e a reforma do estado*. Rio de Janeiro: BNDES, maio de 1997 (Texto para Discussão, 55).
27. VILLELA, Annibal V.& Maciel, Cláudio Schuller. *A Regulação da Infra-Estrutura Econômica: uma comparação internacional*. Brasília: IPEA, novembro de 1999 (Texto para Discussão, 684)

Sites:

1. www.asmae.com.br
2. www.aneel.gov.br
3. www.anp.gov.br
4. www.eletrobras.gov.br
5. www.gasnet.com.br
6. www.itaipu.gov.br