



1290001114



TCC/UNICAMP G937r



Universidade Estadual de Campinas
Instituto de Economia
CE 851– Monografia 2

As Reformas e o Processo de Regulação do Setor Elétrico Brasileiro

Aluno: Fernando Pinheiro Ruiz Guerra – RA: 003011

Professor Orientador: Cláudio Schüller Maciel

Banca: Geraldo Biasoto Júnior



“As Reformas e o Processo de Regulação do Setor Elétrico Brasileiro”

| <u>ÍNDICE</u> | PÁGINA |
|---|---------------|
| INTRODUÇÃO | 03 |
| | |
| CAPÍTULO 1 : O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO | |
| | |
| 1.1 CARACTERÍSTICAS DO SETOR | 04 |
| 1.2 O PROCESSO DE PRIVATIZAÇÃO | 04 |
| 1.2.1 ANÁLISE DO PERÍODO VIGENTE ANTES DA PRIVATIZAÇÃO | 05 |
| 1.2.2 PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO | 07 |
| 1.3 CRIAÇÃO DOS MECANISMOS DE REGULAÇÃO | 09 |
| 1.4 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR EM NÍVEL ESTADUAL | 10 |
| 1.5 INTRODUÇÃO DA COMPETIÇÃO NA GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO | 11 |
| 1.6 PLANEJAMENTO E FINANCIAMENTO DO NOVO MODELO | 12 |
| 1.7 OPERADOR INDEPENDENTE DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO | 12 |
| 1.8 AS RAZÕES PARA A CRISE DO SETOR | 13 |
| 1.9 UMA SAÍDA PARA A CRISE - A PROPOSTA DA APINE | 16 |
| | |
| CAPÍTULO 2: PROPOSTA DE UM NOVO MODELO | |
| 2.1 ANÁLISE DAS TRANSFORMAÇÕES OCORRIDAS NO SETOR | 18 |
| 2.2 PROPOSIÇÃO DE UM MODELO ALTERNATIVO | 21 |
| 2.2.1 GESTÃO FINANCEIRA DO NOVO MODELO | 24 |
| 2.2.2 OFERTA ENERGÉTICA – PLANO DE OBRAS DETERMINATIVO | 25 |
| 2.2.3 DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO | 25 |
| 2.2.4 UNIVERSALIZAÇÃO DO ACESSO – INCLUSÃO SOCIAL | 27 |
| 2.2.5 REGULAÇÃO E CONTROLE SOCIAL | 29 |
| 2.3 REPENSANDO A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR | 30 |
| 2.3.1 REGULAÇÃO DO NOVO SISTEMA PROPOSTO | 31 |
| 2.3.2 CONTROLE SOCIAL | 31 |
| 2.4. O EXCESSO DE ENERGIA – A CRISE DE SOBRA | 32 |

| | |
|--|----|
| 2.5. BASE JURÍDICA PARA IMPLEMENTAÇÃO DO NOVO MODELO | 32 |
|--|----|

CAPÍTULO 3: O NOVO MODELO ENERGÉTICO

| | |
|--|----|
| 3.1 ALGUMAS CONSIDERAÇÕES DO NOVO MODELO | 35 |
|--|----|

| | |
|---------------------------|----|
| ALGUMAS CONCLUSÕES | 37 |
|---------------------------|----|

| | |
|-----------------------------------|----|
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 38 |
|-----------------------------------|----|

Introdução

A necessidade de o governo realizar superávits fiscais crescentes para saldar os juros da dívida pública vem contribuindo para limitar gravemente a capacidade de obras estratégicas para o desenvolvimento sustentável do país. Diferentes agentes estimam que seriam necessários investimentos da ordem de US\$ 20 bilhões anuais nos próximos anos para eliminar gradualmente gargalos em energia, transportes e saneamento.

Com esse intuito, observa-se que o setor elétrico brasileiro, desde meados dos anos 90, vem sendo marcado pela tentativa de constituição de um novo modelo institucional e um novo ambiente competitivo tendo como pano de fundo o processo de privatização ocorrido na década. Uma análise inicial de tal processo remonta a crise fiscal da década de 80, na qual o Estado viu-se esgotado de sua capacidade de ampliação de oferta energética, uma vez que o modelo baseado no tripé (recursos do Tesouro, autofinanciamento e recursos externos) já havia sido levado à exaustão.

Tal fato pode ser ilustrado a partir de dados obtidos junto à Eletrobrás. Para o período situado entre os anos de 1999 a 2008, seria necessário o aporte de cerca de R\$ 8,5 bilhões de reais por ano, o equivalente para ampliar a capacidade instalada de 61.300 MW para 104.600 MW. No entanto, o ritmo de investimentos no setor vem diminuindo sensivelmente nos últimos anos. Quanto ao ritmo de ampliação da capacidade de geração, verificou-se o percentual de 11,8% nos anos 70, 4,1 % nos anos 80 e 2,6 % na década de 90, ainda segundo a Eletrobrás. A insuficiência de investimentos no setor evidenciou-se em 2001 pela necessidade de estabelecer o racionamento do consumo de energia elétrica, medida fora de prática desde o final dos anos 40.

É em virtude da insuficiência das empresas estatais em retomar o processo de sustentação dos investimentos necessários, que o setor elétrico brasileiro vem sendo alvo de um processo de reformas, sendo estas inspiradas na experiência internacional de introdução de um ambiente competitivo tanto na ampliação como na geração de energia elétrica. Vislumbra-se também aplicar novas formas de regulação dos setores que ainda são tidos como monopólio natural, isto é, transmissão e distribuição.

Dessa maneira, buscou-se a quebra de um paradigma setorial, através de um modelo baseado na desverticalização da indústria do setor elétrico, com a distinção dos segmentos monopolistas (transmissão e distribuição) e também os não monopolistas (geração, comercialização). Visou-se também a implementação de um modelo sob o âmbito de fomentar a competição entre os agentes.

Capítulo 1

1.1. Características do setor

Diante do cenário exposto até aqui, cabe agora analisar a especificidade e as características que o setor elétrico brasileiro apresentou até então. Uma perspectiva histórica inicial permite afirmar que este setor constituiu-se baseando-se no enorme potencial hidrelétrico das bacias fluviais que o país dispõe. Não é a toa que cerca de 95 % da base geradora é eminentemente hidráulica.

Isso possibilitou uma série de economias de escala que advieram da construção de enormes usinas hidrelétricas, onde havia um sistema único de transmissão, isto é, a presença de uma rede interligada que permite às empresas de serviços públicos dividirem os custos relativos à linha de transmissão. Nesse sentido, optou-se pela cooperação ao invés da competição frente ao enorme dispêndio realizado com ativos fixos.

Ainda como característica do parque energético brasileiro, cabe mencionar o chamado “sistema centralizado de despacho” que permite obter ganhos de sazonalidade e dos níveis pluviométricos. Por esse sistema, se permite que a água disponível seja utilizada da melhor maneira e com o menor custo. Uma vez que várias usinas hidrelétricas podem operar na mesma bacia fluvial, o fluxo de água advindo de uma usina é o “combustível” para usinas que operam rio a baixo e desde que se defina quando e quanto cada usina deverá utilizar, isso permite otimizar a saída total de energia ao menor custo.

Como já mencionado esse sistema de transmissão centralizado, não é somente caracterizado como o mais eficiente e econômico, como também se ajusta ao modelo de crescimento implementado no Brasil e encabeçado pelo Estado pós Segunda Guerra Mundial. Pelo fato do país contar com enorme disparidade regional, o regime de transmissão é distinto e, portanto, pouco interligado. Somente em 1999 é que ocorreu a interligação entre dois subsistemas, a saber: Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste que por sua vez correspondem a 72,5% e 24% da capacidade instalada nacional, fato que irá possibilitar o intercâmbio de 600 MW médios anuais entre eles.

Desde já, é interessante salientar que o processo de mudanças que permeou e vem permeando o setor, paralelo ao processo de privatizações de ativos federais, estaduais e além da criação da agência nacional independente, encontram-se moldados em três alicerces básicos, todos eles pautados pela experiência internacional. São eles: introdução de

competição nos segmentos de comercialização e geração de energia elétrica, defesa da concorrência nos segmentos competitivos (desintegração vertical, tarifas de uso não discriminatório) e constituição de mecanismos de regulação, especialmente em setores que ainda permanecem como sendo de monopólio natural (transmissão e distribuição).

1.2. O Processo de Privatização

1.2.1. Uma análise do período vigente antes da privatização

A análise do processo de privatização implementado no Brasil remonta ao modelo de centralização que vigorava antes em meio a sinais de fraqueza econômica e financeira. No que se refere a geração de energia, tal modelo baseava-se na preferência das usinas maiores às menores, evidenciando-se a busca constante de economia de escala. É interessante ter em mente que nesse modelo, a administração das empresas elétricas cabia aos engenheiros, sendo que os administradores, teriam a função de pagar as “contas” e obter os financiamentos necessários.

Dessa maneira, demandavam-se grandes dispêndios com ativos fixos, que exigiam longos períodos de maturação. Oliveira (1997) aponta que tal fator teria sido responsável pela paralisação da construção de muitas usinas hidrelétricas, por volta do ano de 1992, sendo que os investimentos teriam alcançado o montante de U\$ 10 bilhões e os ativos ociosos representaram cerca de 10 GW de capacidade potencial adicional.

É interessante observar que dentro desse modelo, os agentes operacionais envolvidos não se sentiam estimulados com aumentos de eficiência, uma vez que o retorno sobre o ativo era assegurado. Assim, os custos operacionais não tinham grande importância para os administradores. Isso implica que posteriormente esses custos seriam repassados às tarifas, onerando por sua vez os consumidores de energia elétrica.

Uma vez montado o arcabouço interno do setor, cabe agora uma análise quanto ao contexto externo. Em 1982, se observou um movimento de inadimplência mexicano quanto a dívida externa do país. Isso repercutiu de maneira profunda no setor elétrico brasileiro, uma vez que fluxos de capitais tornaram-se cada vez mais escassos ao Brasil, tamanho era seu grau de exposição.

Nesse ínterim, observava-se que uma aguda crise fiscal se instalava no país concomitante a brutal elevação da taxa de inflação em meio a um cenário de estagnação econômica. Muitas das políticas antiinflacionárias utilizadas no Brasil em meio a esse contexto caracterizavam-se no congelamento de tarifas, com reajustes inferiores ao nível de inflação observada, como maneira de desonerar os consumidores.

Pode ser acrescentado que em meio a essa situação os custos de empréstimos se elevam e empresas públicas do setor deixam de realizar investimentos; mais tarde observou-se que isso era insustentável, uma vez que as empresas do setor necessitavam de capitais de modo que sua receita pelo menos cobrisse seus custos operacionais. Assim, não houve outra saída a não ser incorrer em elevação das atividades de empréstimo, e alavancagem.

Ao mesmo tempo, as empresas do setor elétrico não conseguiram um retorno mínimo adequado (da ordem de 10%) sobre os ativos e passaram cada vez mais a ocupar a posição de credores líquidos. Isso poderia, de uma certa maneira, ser revertido com o reajuste das tarifas aos índices corretos de inflação, porém como o governo as utilizava como medida antiinflacionária as empresas do setor tentaram obter mecanismos de compensação, porém a autoridade monetária à época recusou-se a oferecê-los.



Figura 1

Fonte: Eletrobrás (1998)

Dados da Eletrobrás de 1998 observados na **Figura 1** permitem ilustrar essa situação de corte nos investimentos do setor pelo encarecimento dos empréstimos. Para o biênio de 1980-1982 o setor elétrico brasileiro contou com aproximadamente U\$ 14 bilhões em investimentos. Essa cifra declinou para o montante de U\$ 12 bilhões para meados da década de 90, atingindo média de U\$ 5 bilhões em 1995/96. Observou-se que o setor se onerava ainda mais, uma vez que o declínio da taxa de investimento veio acompanhada da elevação do serviço da dívida. Conseqüentemente passou a contar com capital de giro negativo a partir do meio da década de 80.

Não obstante, em 1985, quando o Brasil reinstala a democracia, uma série de projetos de caráter ambiental é aprovada pelo legislativo. Esses projetos caracterizam-se por ressarcimentos a municípios e comunidades que teriam sido afetados quando da construção de usinas hidrelétricas. Nesse sentido, oneram-se ainda mais as contas do setor que se vê obrigado também com pesadas indenizações e ressarcimentos.

A dívida total do setor atingiu cerca de U\$ 25 bilhões no final de 1995, isto é, 14,43% do total de ativos. Dados permitem afirmar que essa crise fiscal e financeira que se instala no Brasil afetou as empresas do setor de maneira diferente. Quando se observa a relação dívida/ativo para o ano de 1997, segundo Oliveira (1997), empresas como a ENERSUL atingiam cerca de 27,54% enquanto que a CPFL em contraposição apresentava essa mesma relação ao redor de 7,63%.

A crise teria sido pior em empresas estaduais, visto que em meio à crise que se instalou e também devido a dificuldade dos bancos, alguns estados utilizaram as empresas de energia elétrica como maneira de financiar indiretamente déficits fiscais estaduais. Outro fato que também foi marcante na época, foi o não pagamento de contas de energia elétrica por algumas entidades, ocasionada pela interferência de políticos.

1.2.2. Privatização do setor elétrico

Ainda no início da década de 90, esse modelo ainda estava vigente mesmo com suas falhas, vulnerabilidade e reveses financeiro e da dívida externa. Nesse sentido, buscou-se uma nova opção para remodelagem do setor elétrico baseando-se na adoção de uma estratégia gradualista. Para tanto, tal estratégia deveria pautar-se nas seguintes diretrizes: redução da dívida pública, melhoria na eficiência produtiva e resgate da capacidade de investimento das empresas públicas.

O primeiro movimento na direção da reforma, caracterizou-se numa nova fórmula de fixação de tarifas que estava baseada na estrutura de custo das empresas projetada de modo a refletir as necessidades de fluxo de caixa ao invés uma meta arbitrária que estabelecia o retorno para cada ativo. Tal avanço foi conseguido com a aprovação da Lei 8.631, em 1993. Ainda no âmbito dessa lei foram definidos dois tipos de tarifas de energia.

O primeiro tipo diz respeito à tarifa de atacado cobrada por uma firma geradora vendida a uma empresa de distribuição que é conhecido como a **tarifa de suprimento**. O segundo, diz respeito à tarifa cobrada ao consumidor final que é conhecida como a **tarifa de fornecimento** que irá depender da quantidade da energia elétrica consumida, bem como o tipo do consumidor final, seja ele domicílio, indústria ou empresas comerciais.

Contudo, após a aprovação da Lei, notou-se que esta não repercutiu em grande avanço de resultados, uma vez que pelo menos de imediato, o valor das tarifas não recuperou seu valor real. Logo após o lançamento da Lei, o então presidente Itamar Franco decidiu que o reajuste das tarifas públicas deveria ficar abaixo da inflação observada como maneira de beneficiar a população. Assim, foi somente no final do ano de 1993, que o valor real das tarifas começou a mostrar algum nível de recuperação.

Dessa maneira pode se concluir que o processo de privatização e a real estruturação do setor elétrico somente se deram de maneira mais agressiva com o presidente Fernando Henrique a partir do ano de 1995, quando o Congresso aprova a Lei Geral de Concessões (Lei 8.987). Tal lei estabelecia as regras gerais para licitação de concessões no setor. Assim, garantir-se-iam os direitos e deveres das concessionárias, bem como o estabelecimento de tarifas de modo a manter equilibrado o orçamento financeiro das empresas.

Uma das prioridades do governo no processo foi a venda de setores de distribuição, pois acreditava que dificilmente conseguiria atrair interessados em investir na parte de geração caso não houvesse um mercado atacadista privado de energia. Dessa maneira, além de estimular a venda de empresas distribuidoras federais como a LIGHT e a ESCELSA, o governo também criou o **PEPE**, Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais.

Em virtude desses estímulos, até junho do ano de 1999, cerca de 62% do mercado nacional de distribuição já havia sido transferido para a iniciativa privada com participação expressiva de grupos norte-americanos e europeus.

Quanto ao segmento de geração, foi introduzido o PND, Programa Nacional de Desestatização e sob a Lei 9.648, o governo vem tentando obter a cisão das empresas federais a partir das seguintes empresas: três a partir de FURNAS (uma transmissora e duas geradoras); quatro a partir da CHESF (uma transmissora e três geradoras) e por fim, seis a partir da

ELETRONORTE (duas geradoras isoladas, uma geradora que fornece para o sistema interligado, a hidrelétrica de Tucuruí, uma transmissora do sistema interligado e duas empresas integradas que atendem sistemas isolados).

1.3. Criação dos mecanismos de regulação

A criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1996 pode ser visto como um marco no que se refere ao caráter regulatório no setor. A Agência substituiu o Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAEE) criado em 1965, órgão subordinado ao Ministério de Minas e Energia que era responsável pela distribuição de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição.

A lei 9.427/96 que instituiu a ANEEL garantia à Agência autonomia decisória e financeira, e diretoria a ser composta por cinco membros que cumprem mandatos de quatro anos. Entre as principais tarefas da ANEEL merecem-se destacar:

- a elaboração dos parâmetros técnicos para garantir a qualidade do serviço aos consumidores;
- a abertura de licitações para novas concessões de geração, transmissão e distribuição;
- a garantia da operação do MAE (Mercado Atacado de Energia) de forma competitiva;
- o estabelecimento de critérios para custos de transmissão e;
- a fixação e implementação de revisões de tarifas no varejo.

A ANEEL fica dispensada de subordinação hierárquica direta, porém fica vinculada ao cumprimento do contrato de gestão. Sua gestão financeira está de certa maneira associada ao controle do legislativo e seus atos estão submetidos ao controle da legalidade pelo judiciário. Cabe acrescentar que os membros da instituição são obrigados a manter Audiências Públicas no sentido de tornar transparentes as políticas que serão implementadas. Isso é feito também com um portal disponibilizado na Internet.

Entretanto, nota-se que o poder de arbitragem da instituição muitas vezes tem sido questionado, onde muitas questões foram levadas ao judiciário, fato que demonstra que muitas vezes, as decisões tomadas pela Agência não surtem resultados imediatos. Merece destaque também o chamado “timing” entre regulação e privatização. A ANEEL foi criada depois do início das reformas, fato que dificultou a afirmação do ambiente de regulação, levando a uma série de incertezas de caráter regulatórios. Isso pode ser exemplificado no

processo de apuração do blecaute ocorrido em 1999, onde tanto a Agência quanto o Ministério de Minas e Energia passaram a se sobrepor na análise do fato.

1.4. Reestruturação do setor em nível estadual

Os governos estaduais eram proprietários das quatro maiores empresas com integração vertical: CESP (SP), CEMIG (MG), COPEL (PR) e CEEE (RS). São Paulo foi o primeiro estado a anunciar sua decisão de reestruturar o setor elétrico que deveria envolver suas três principais empresas que eram a ELETROPAULO, CESP e CPFL.

Para o estado, a privatização seria a única maneira que restava frente ao grande processo de endividamento dessas empresas. É interessante notar que os planos de reestruturação propostos pelo estado iam mais além: propunha-se a criação de um ambiente competitivo para o setor, fato importante, considerando-se que o estado é responsável pela geração de 40 % da produção industrial do país.

O estado de São Paulo havia anunciado sua decisão de privatização no ano de 1995, sendo que em 1996 fora aprovado o modelo de reformas. Segundo o plano, inicialmente deveria vende-se a CPFL por se tratar apenas de uma empresa de distribuição. Quanto a ELETROPAULO, esta foi dividida em quatro segmentos de empresas: uma *genco*¹ uma *transco*², e duas empresas de distribuição. Quanto a reestruturação da CESP, esta foi mais complexa porque envolvia ativos de geração, porém tem-se que ao final, a empresa teria sido dividida em seis partes: quatro *gencos*, uma *transco* e uma empresa de distribuição.

O Rio Grande do Sul também concentrou esforços na reestruturação da sua única empresa de energia elétrica, a CEEE, visando-se aumentar a qualidade dos serviços prestados bem como atuar na redução dos custos de forma a alavancar investimentos. A CEEE foi dividida em seis segmentos: duas *gencos* uma *transco* e três empresas de distribuição.

¹ Responsável pela geração elétrica

² Responsável pela transmissão elétrica

1.5. Introdução de Competição na Geração e na Comercialização

A introdução de competição na geração e comercialização tem sido feita por mecanismos que envolvem estímulos à entrada de concorrentes (na geração) e a livre escolha do fornecedor de energia por parte de grandes consumidores (na comercialização). Quanto a geração, isso tem sido feito através de licitações que envolvem critérios para construção de novas plantas e também quanto ao *status* dos operadores de plantas a serem privatizadas.

Nesse sentido, a licitação quanto a construção de novas plantas, segundo a Lei 9.648 pode ser escolhida não somente quanto a prestação de serviços que envolvam menores tarifas como também em relação a qualidade da oferta de maior valor outorgado, sendo que ainda pode ser obtida pela combinação desses dois aspectos somados a escolha da melhor técnica.

Quanto a comercialização, a Lei 9.648 estabeleceu imediata liberdade para os consumidores com carga igual ou superior a 10 MW e que sejam atendidos em tensão igual ou superior a 69 KW. Essa energia já começou a ser comercializada com o Mercado Atacadista de Energia Elétrica o MAE por meio de contratos de curto e longo prazo, denominados de “contratos do mercado atacadista de energia elétrica”.

O MAE foi criado pela Lei 9.648 e regulamentado pelo Decreto 2.655, sendo que sua função é de intermediar toda ação de compra e venda de energia elétrica de cada um dos sistemas elétricos interligados, uma vez que a diversidade geográfica e regional brasileira levou à criação de quatro subsistemas regionais “spot” (Norte, Nordeste, Sudeste e Sul-Centro-Oeste).

Como proposto pela empresa de Consultoria *Coopers & Librand*, o MAE irá substituir o antigo sistema de comando regulatório na fixação das tarifas e os termos de contrato de fixação de energia elétrica. O MAE deverá atuar como um foro para fixação de referência de preços e tarifas vendidas através de contratos bilaterais entre *gencos* e empresas distribuidoras. Será também função do MAE o estabelecimento de um preço a vista que deverá refletir apenas os custos de geração, visto que o pagamento dos custos de transmissão pela empresa de distribuição seria feito separadamente.

1.6. Planejamento e Financiamento do Novo Modelo

A *Coopers & Librand* recomenda para o Brasil o planejamento do modelo de reestruturação por uma nova instituição, o Instituto para o Desenvolvimento do Setor Elétrico que deveria englobar o período de 25 anos. A instituição deveria realizar uma série de estudos e pesquisas quanto as capacidades hidrológicas, impactos ambientais, no sentido de melhor direcionar o investimento privado no setor.

Uma das propostas da mesma consultora que gerou grandes polêmicas diz respeito a manutenção da Eletrobrás como Agente Financeiro (AFS) para o setor elétrico. A idéia aqui seria transformar o AFS num verdadeiro *holding* comercial, uma vez que este seria responsável pelo repasse de empréstimos do Banco Mundial e Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), além de ser o responsável por assumir os riscos relativos às questões ambientais ou mudança regulatória.

Embora a Eletrobrás tenha se mostrado de certa maneira, eficiente quanto a habilidade no financiamento do setor elétrico, questões relativas a risco de crédito necessitam ser administradas por uma instituição que possua ampla possibilidades de obtenção de crédito. Dessa maneira, Ferreira (1995) propõe que os fundos em poder da Eletrobrás sejam administrados em conjunto com uma instituição como o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), que dariam maior segurança financeira ao setor.

1.7. Operador independente do sistema de Transmissão

O sistema de transmissão de energia elétrica está caracterizado como sendo de monopólio natural. Nesse âmbito é essencial haver caráter regulatório na condução do segmento de modo que se evite implicações negativas tanto para a comercialização quanto para a geração de energia elétrica. Assim, a experiência internacional tem levado a alguns resultados relevantes quanto a questão da regulação tarifária. Segundo Pires (2000) a fixação de tarifas deve obedecer alguns pré-requisitos:

- não discriminatórias a fim de se evitar subsídios cruzados entre os diferentes segmentos da indústria
- adequadas para incentivar a expansão de rede nos pontos onde for necessário

- suficientes para neutralizar estímulos à congestão (restrições a capacidade de transição por sobrecarga elétrica em determinado ponto da rede)

Ainda segundo Pires 1999 *“a melhor alternativa para atender a esses quesitos seria a adoção da separação estrutural do segmento de transmissão em relação aos demais segmentos. Dessa forma não haveria estímulo para a prática de subsídios cruzados nem à congestão e se estaria conseguindo garantir o funcionamento”* neutro *“do sistema de transmissão, evitando a possibilidades de práticas discriminatórias dos proprietários”*.

No caso do Brasil, o governo criou o Operador Nacional do Sistema Elétrico que é similar a sistemas implementados em outros países. Esse operador, de caráter privado, tem na sua constituição importantes agentes do segmento como consumidores e fornecedores, que por meio do Contrato de Prestação de Serviços tem as seguintes funções:

- garantir o livre acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória
- promover a otimização da operação do sistema elétrico
- incentivar a expansão do sistema sob o menor custo
- administrar as redes básicas de transmissão

Cabe lembrar que assim como a experiência internacional, o Operador Nacional de Sistema Elétrico é constituído por uma Assembléia Geral, um Conselho de Administração, uma diretoria Executiva e um Conselho Fiscal, no qual se destaca o Comitê de Arbitragem que é responsável por dirimir divergências entre os participantes.

1.8 Uma perspectiva dos acontecimentos ocorridos nos anos de 1998 a 2002 – As razões para a crise ro racionamento de 2001.

A crise ocorrida no setor no ano de 2001, que redundou num racionamento de âmbito nacional (“apagão”) não teve sua razão na falta de chuvas ou no “boom” do consumo. Ocorreu fundamentalmente pela falta de Investimentos que pode ser traduzido na demora da construção de novas usinas necessárias para equilibrar a oferta e a demanda e atraso na implementação de usinas de transmissão.

Relatórios desenvolvidos pela Comissão criada durante o governo Fernando Henrique Cardoso para analisar os determinantes da crise apontam que a quantidade de energia que respaldou os contratos inicialmente foi superdimensionada, isto é, a quantidade autorizada vendida pelas usinas geradoras às transmissoras foi superior ao montante tecnicamente adequado. Ainda sob o relatório da Comissão, ao se superdimensionar a quantidade energética, as usinas geradoras sinalizaram ao mercado que haveria condições adequadas de funcionamento não havendo necessidade de novas centrais.

Baseado nesse aporte, as transmissoras assinaram com as geradoras um contrato onde se cobriria 100 % de seu mercado. Depreende-se daí que o ônus da deficiência energética caiu sobre as geradoras que tiveram de adquirir energia no MAE (Mercado Atacado de Energia). Isto implicou que as geradoras tiveram de recomprar das transmissoras parte da energia que venderam, porém não a forneceram. Estimou-se que as geradoras que atuaram em racionamento tiveram de arcar com um passivo de cerca de R\$ 6 bilhões durante o período.

Segundo um trabalho de projeção econômica realizado pela Comissão que avaliou as razões da crise do setor, estes R\$ 6 bilhões de prejuízos para as geradoras possibilitariam a construção de cerca de 3 mil MW térmicos que permitiria ao Brasil conviver com o período de seca que se verificou na época e sem o racionamento.

Ficou também claro que não houve uma discussão a fundo quanto ao Orçamento da União, uma vez que se evidenciou que tanto a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) quanto o MME (Ministério das Minas e Energia) estavam a par da situação tendo inclusive buscado medidas para evitar a crise que estourou posteriormente. A falta de coordenação das políticas do governo pode ser traduzida na tardia implantação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

A Comissão também apontou seis tipos de problemas principais para o setor. São eles: insuficiência dos sinais econômicos para viabilizar investimentos, ineficácia da ação governamental, insuficiência da política preventiva para evitar racionamentos de grande profundidade, insucesso na correção de falhas do mercado, falta de reserva de segurança que permitisse o suprimento da demanda em situações de crise e ineficácia dos programas de conservação de energia.

Diante desse contexto de racionamento observou-se que a adoção de mecanismos de correção de falhas de mercado foi negligenciada durante o debate das reformas vivenciadas pelo setor. Assim, uma das alternativas propostas pela Comissão seria a de criar reservas energéticas, bem como mecanismos que permitissem a remuneração desta oferta.

A Eletrobrás deveria ser a instituição responsável pela gestão desta reserva energética ociosa contratando energia quando o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) julgar que a capacidade em construção não é suficiente para atender expectativas de demandas futuras. Caberia também à instituição colocar no mercado tal reserva de segurança quando o preço no MAE (Mercado Atacado de Energia) superar níveis aceitáveis.

A ineficácia da política governamental pode ser analisada sob dois pontos de vista. O primeiro diz respeito a necessidade de planos de operação referentes à situações de crise. Aqui se entende que o CNPE deveria estar propondo formas de atuação para os diferentes agentes setoriais interagindo com os mesmos.

O segundo está relacionado com a ineficiência governamental na condução de regras que permitam a concorrência entre o mercado elétrico e de gás natural. Na verdade, assiste-se a um conjunto de intervenções governamentais decorrentes das pressões dos agentes de inviabilidade de seus projetos.

Segundo Adilson de Oliveira³ o relatório da Comissão falha ao não deixar claro que a falta de Investimentos é a razão central para a origem dos racionamentos. Segundo o professor, os certificados de energia assegurada para reduzir riscos aos investidores falharam ao superestimar a energia gerada pelas centrais hidrelétricas. Tais certificados foram calculados por mecanismos pouco transparentes que dificultam a entrada das centrais termoelétricas no mercado elétrico uma vez que elevam o valor da energia das hidrelétricas.

Ainda segundo Adilson de Oliveira, somente haverá ganhos para os consumidores de energia com a conseqüente diminuição das tarifas quando se eliminar o aparente desconforto de energia assegurada (para as hidrelétricas). Assim haverá estímulo para que as hidrelétricas negociem com as termoelétricas sua proteção para riscos de flutuações hidrológicas.

³ Adilson de Oliveira, Professor titular do Instituto de Economia (IE) da UFRJ e integrante do Grupo de Energia do

1.9 Uma saída para a Crise Energética – a proposta da APINE, Associação Brasileira dos Produtores Independentes

Diante da crise que rodeava o setor na época perguntava-se o que devia ser feito diante deste brutal choque de oferta. A posição da APINE, Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica responsável pela instalação de mais de 120 mil MW instalados em todo o mundo entende que antes de tudo era necessária a consolidação deste novo modelo baseado na competição da geração e comercialização da energia elétrica e não sua alteração.

É interessante destacar que no atual ambiente institucional, surgiram diversos aspectos novos e conflitantes. Do lado da geração, a transferência de responsabilidade para a iniciativa privada fez com que raramente se optasse pela segurança de contratos de longo prazo (garantia de financiamentos do capital de risco aportado).

Desta maneira e visando sair deste incômodo impasse, a APINE enviou ao Ministério das Minas e Energia uma proposta baseada em soluções do ponto de vista estrutural que buscasse a oferta contínua de energia a preços competitivos. Por esta proposta sugeria-se que o Ministério de Minas e Energia promovesse, em conjunto com a Agência Nacional de Energia, (ANEEL) a consolidação das previsões de mercado das distribuidoras e estabelecesse que estas contratassem no mínimo 90 % de seus mercados através de contratos de longo prazo, supervisionados pela ANEEL.

Esta proposta também deveria cuidar para que a energia que viesse a ser contratada junto ao mercado tivesse o menor custo, através de processos transparentes e competitivos, mediante licitação, ganhando, evidentemente, a oferta de menor preço. Outro ponto que a proposta da APINE também faz menção diz respeito ao excedente energético, isto é, a energia contratada que exceder o mercado deveria ser reposta a preços não inferior ao que ela teria sido comprada. Tal mecanismo baseia-se no antigo sistema de rateio das sobras energéticas entre os geradores.

Assim, tal proposta da APINE permitiria a expansão energética e ao mesmo tempo permitiria a continuidade do funcionamento do Mercado Atacado de energia o MAE nos moldes que se vinha objetivando, livrando muitas vezes as operadoras de contratar energia em excesso ou comprar energia de um mercado em escassez de oferta por preços muito acima dos que poderiam repassar aos consumidores.

Capítulo 2

2.1. Análise das transformações ocorridas no Setor – uma visão crítica

Segundo um trabalho realizado pela Universidade de São Paulo (USP) em “Um Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro”, os resultados alcançados com a reestruturação foram pífios, do ponto de vista macroeconômico, traduzindo-se em prejuízos para o conjunto da população, mais especificamente para a camada de baixa renda.

Ainda segundo o estudo, o processo de Reestruturação levou à perda da qualidade dos serviços e aumentos progressivos nas tarifas do setor. As principais causas apontadas para tal resultado dizem respeito aos baixos valores alcançados nas concessões bem como falta de atratividade, frente aos riscos da prestação de serviços no país.

Analisando-se a **Figura 2**, salta aos olhos que a elevação da tarifa elétrica do segmento residencial foi a mais significativa, apresentando (182,6%), seguido do industrial (130,3%), comercial (130,1%) e rural (110,2%), todos eles significativamente acima do índice da FIPE que registrou o valor de 58,68%. Daqui pode-se depreender que a classe mais onerada com a elevação das tarifas foi justamente a menos privilegiada em termos econômicos.

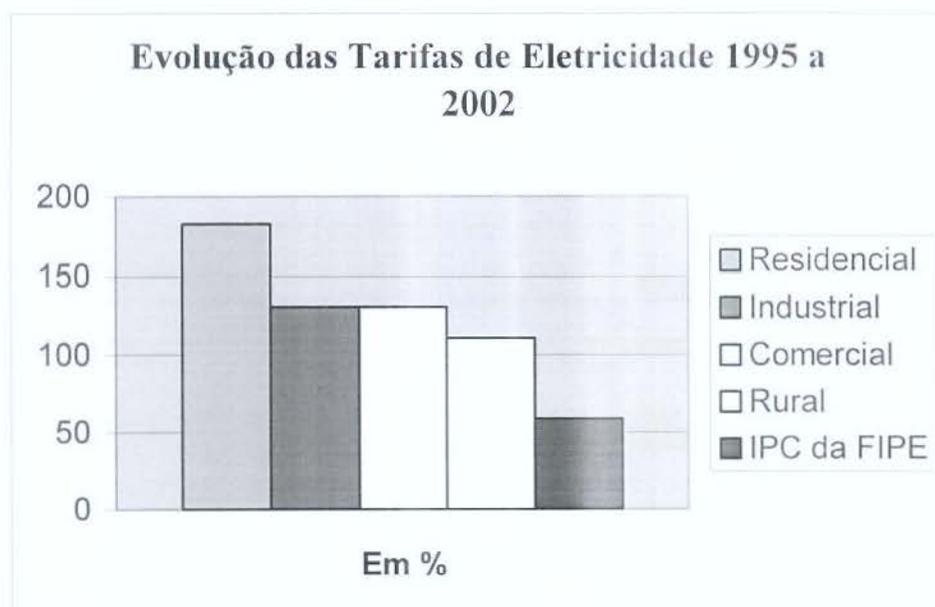


Figura 2

Fonte: www.aneel.gov.br / www.fipe.com.br

Outra leitura pode ser feita a respeito do setor. Segundo a ANEEL, de 1995 a fevereiro deste ano as tarifas médias do consumidor brasileiro aumentaram cerca de 194,58%. Comparando-se dados regionais observa-se que na região Sudeste, onde está o maior consumo de eletricidade do país o preço do serviço saltou 212 %; no Nordeste 156 %; no Norte 150 %; e no Sul 194 %.

A conseqüência de tal conjuntura pode ser ilustrada de acordo com dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), onde o índice de atraso nos pagamentos cresceu 295 % no período. Em 1991 o montante não liquidado no prazo representava apenas 19,8 % do faturamento das concessionárias. No ano passado, os atrasos já afetavam 78,2% da receita bruta. A prática não caracteriza a inadimplência propriamente dita, mas evidencia a perda do poder aquisitivo dos consumidores.

Outro dado que revela a dificuldade para a quitação das contas de energia é o número de fraudes e roubos de eletricidade no Brasil, cujo índice médio tem se mantido em cerca de 3,5% do total distribuído. De acordo com o padrão internacional o máximo aceitável para este índice corresponde a 1 %.

No Rio de Janeiro, os números são ainda mais alarmantes. A LIGHT afirma que a concessionária perde cerca de 21% do faturamento, o que significa R\$ 1 bilhão por ano. Nas palavras de Márcio Ribeiro, assessor executivo de distribuição da empresa: “É uma realidade que se transformou em custos para a sociedade; todos perdem, seja o governo que recolhe menos imposto ou o consumidor que tem sua tarifa elevada por causa de fraudes de terceiros”.

Para se ter uma idéia da magnitude do problema, de toda a energia produzida no país 16% fica no meio do caminho ou é roubada. Uma década atrás, este mesmo índice era de cerca de 12 %, índice considerado razoável segundo levantamento de especialistas. O aumento destes 4 pontos percentuais seria suficiente para abastecer todo o estado de Santa Catarina.

**Tarifas Médias por Classe de Consumo
Regional e Brasil (R\$/MWh)
Tarifas referentes ao ano 2003 - Janeiro e Abril**

| Classe de Consumo | Norte | Nordeste | Sudeste | Sul | Centro - Oeste | Brasil |
|---------------------------|--------------|-----------------|----------------|------------|---------------------------|---------------|
| Residencial | 200,17 | 174,10 | 246,15 | 226,84 | 208,69 | 226,66 |
| Industrial | 68,06 | 77,74 | 109,91 | 113,26 | 109,15 | 101,44 |
| Comercial | 184,25 | 169,44 | 209,43 | 193,75 | 190,64 | 198,73 |
| Rural | 144,35 | 106,25 | 138,36 | 112,46 | 137,79 | 122,10 |
| Poder Público | 200,43 | 179,49 | 205,21 | 196,26 | 193,58 | 197,26 |
| Iluminação Pública | 117,70 | 106,02 | 131,52 | 120,17 | 113,38 | 122,00 |
| Serviço Público | 123,51 | 99,43 | 114,20 | 123,82 | 107,98 | 112,74 |
| Consumo Próprio | 196,85 | 184,94 | 97,28 | 90,18 | 207,61 | 207,61 |
| Tarifa Média Total | 121,46 | 168,97 | 157,57 | 124,25 | 167,21 | 156,20 |

Figura 3

Fonte: www.aneel.gov.br

Em relação à perda do poder aquisitivo do consumidor, basta observar que o rendimento médio real do trabalhador na região na Região Metropolitana de São Paulo teve queda de 33,5% entre 1995 e abril deste ano, segundo a Fundação SEADE e do DIEESE. Em termos quantitativos o valor de R\$ 1.330,00 em abril de 1995 recuou para R\$ 889,00 em 2003. Tornando o cenário ainda mais nebuloso tem-se que o índice de desemprego no Brasil ainda se mantém em níveis elevados.

Na maior distribuidora do país, a Eletropaulo o índice de Inadimplência é pequeno comparado às outras empresas: está em torno de 1,87 % do faturamento. Porém as perdas comerciais chegam a 7 % sendo que 30 % deste montante referem-se a ligações clandestinas, os famosos “gatos”.

O Brasil corre o risco de perder grande parte de seu potencial hidrelétrico, por não dispor de uma política hidrelétrica. Em termos comparativos, a capacidade instalada atualmente corresponderia ao equivalente de um milhão e meio de barris de petróleo (considerando-se produção anual de 300 milhões de MWh e eficiência de conversão de aproximadamente 35%). Deve ainda ser acrescentado que caso se vislumbrasse uma política de exploração de novos potenciais energéticos, este montante poderia ainda ser triplicado,

dadas as devidas ressalvas, incorrendo-se em menores custos, caso se compare com a exploração petrolífera.

Quanto ao processo regulatório é interessante haver todo um esforço visando “espantar” as possibilidades de risco que estão presentes nas decisões dos investidores. Pelo fato desse sistema constituir-se como fraco, instável e mal aplicado os agentes passaram a exigir altos retornos para efetuarem os investimentos. Quando se analisa do ponto de vista macroeconômico, o atual sistema incorre na remessa de lucros e dividendos, bem como na dependência de importação de tecnologia, fato que leva ao desajustamento das contas públicas.

Pode-se concluir que as reformas que permearam o setor elétrico na década de 90 estiveram marcadas por riscos e falhas. Analisando-se o sistema anterior, quando se tinha o aumento das tarifas e da carga tributária, isto era repassado a sociedade de maneira geral, isto é, como um todo. No atual sistema, os riscos bem como os encargos são repassados diretamente aos consumidores na forma de reajustes tarifários acima da inflação, ou sob a forma de manipulação de oferta.

2.2. Proposição de um modelo alternativo para o setor elétrico brasileiro

Diante do exposto até aqui, cabe também analisar proposições alternativas para o modelo que está sendo implementado no setor elétrico brasileiro. Vislumbrar-se-ia um modelo que buscasse a redução dos riscos, concentrando-se esforços na busca de inovação tecnológica e gerencial, de modo a obter melhores projetos de engenharia e financiamento visando-se auferir benefícios para os agentes e para a sociedade.

Diante da fragilidade do atual modelo, será feita uma análise de um modelo alternativo coordenado por Ildo Sauer⁴, onde o arcabouço conceitual da proposta foca-se na substituição do sistema baseado em *competição no mercado* por um outro baseado na *competição pelo mercado*. Tal proposta incorreria em mudanças sensíveis como remoção dos riscos do atual sistema. Também teria como princípio a retomada e aperfeiçoamento do sistema de planejamento estratégico, com a retomada do interesse público.

⁴Ildo Sauer é Diretor de gás e energia da Petrobrás e professor da USP, Universidade de São Paulo.

Em relação à política de planejamento estratégico, buscar-se-á articular o setor elétrico com outras políticas setoriais de desenvolvimento como a política industrial, agrícola, habitacional, urbana, transportes, o sistema de regulação e controle social. Em relação às tarifas, deverá ser considerado o custo do serviço bem como a definição do preço em regime de concorrência diferentemente do atual modelo em vigência.

Uma vez implementadas tais premissas, o Mercado Atacadista de Eletricidade o MAE, com as características atuais, perde a razão de ser, isto é, não mais passará a atuar como foro para fixação de referência para preços e tarifas estabelecidos em acordos bilaterais. A formulação deste sistema alternativo também estimula o fortalecimento das instituições ditas regulatórias, visando articulação mais profunda entre as Agências de Energia Elétrica (ANEEL), de Águas (ANA), e de Petróleo (ANP).

Faz parte também deste sistema alternativo proposto a recuperação do caráter público do Operador Nacional do Sistema (ONS), com o objetivo de que os recursos dos projetos hidráulicos existentes, bem como aqueles referentes à potências exploráveis, sejam destinados à utilização coletiva, em caráter comunitário.

O racionamento de energia ocorrido no ano de 2001 pode deixar explícita a falta de planejamento energético bem como a estratégia de agentes envolvidos sob interesses de Matrizes localizadas em outros países.

A implementação de um novo sistema alternativo no tocante ao setor elétrico brasileiro também preza a criação de uma nova estrutura orgânica em oposição ao atual Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, que permita perspectiva de Curto, Médio e Longo Prazo. Essa instituição deveria ser responsável por previsões alternativas de demanda com a incorporação de fontes locais, regionais e nacionais. Em relação à oferta de energia, deveria traçar um plano indicativo de modo a maximizá-la. Tal plano estaria sujeito a simulações e avaliações técnicas. Acredita-se que com isso conseguiria-se reduzir as incertezas e conseqüentemente os prazos e os custos.

Ficaria também estabelecida a criação de um Plano de Expansão, base para a deflagração de um processo de licitações. Ainda sob a égide deste Plano, buscar-se-á recursos para a garantia de investimentos e execução de obras complementares às públicas. Deverá haver intervenções no setor toda vez que surgirem possibilidades de risco.

Segundo o modelo proposto, a previsão das necessidades de demanda deveria se dar num esquema “*bottom up*” (de baixo para cima) partindo de necessidades de municípios e empresas concessionárias para num estágio posterior chegar ao nível nacional.

Uma vez formulados estes princípios, deverá haver um ordenamento de projetos de geração hidrelétrica ou mesmo termelétrica para que o Plano de Expansão possa ser alcançado com mínimos custos. É interessante também destacar que este Plano deverá passar pela **contestabilidade pública** para que atores como universidades, empresas e movimentos ambientais tenham oportunidade para se manifestarem em relação a previsão de demanda ou se ainda restam possibilidades não consideradas.

Consoante o modelo coordenado por Ildo Sauer, o projeto teria **competição pelo mercado**, ou seja, os licitantes farão suas propostas. Concomitantemente deve-se ter em mente que na concepção desse novo modelo, também é necessária a realização de um novo marco regulatório, que possibilite a preservação institucional do setor elétrico brasileiro bem como valorizar o papel desempenhado atualmente pelos consumidores e demais agentes. Nesse sentido, esse novo arranjo institucional deve contar com algumas mudanças. São elas:

- Caberá ao Ministério das Minas e Energia o papel de Coordenador Geral da Política Energética, sob a supervisão do Conselho Nacional de Energia e Águas (CNEA);
- Deverá haver toda uma política de capacitação e redefinição das atribuições da Eletrobrás;
- A formulação de políticas setoriais deve ser atribuída ao poder central sendo que Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) passaria apenas a fiscalizar os contratos;
- As empresas públicas federais como a Eletronorte, Furnas, Chesf e Petrobrás deveriam continuar sobre controle da União, enquanto que as estaduais como a Cesp, Emae, Copel e Cemig seriam estimuladas a alavancarem novos investimentos através de parcerias com investidores privados;
- O Operador Nacional do Sistema (ONS) deveria tornar-se menos sensíveis às pressões econômicas adotando uma postura de racionalização de seus custos;
- Em relação ao Ministério de Minas e Energia (MME) prevê-se a retomada da função de planejamento e formulação de política pública e planejamento. Deve caber ainda ao MME a reestruturação e descentralização das Agências Reguladoras;

2.2.1. Gestão Financeira do Novo Modelo

Essa nova estrutura setorial proposta demanda a criação de um ente jurídico majoritário ou um “*pool*” que deveria assumir quatro principais funções. A primeira delas diz respeito a coordenação do planejamento de expansão, a segunda refere-se a operação do sistema interligado bem com a supervisão dos sistemas isolados, a terceira está na comercialização da energia e a última seria a de coordenar o desenvolvimento energético e inclusão social.

Tal instituição adviria da associação de empresas de geração e transmissão controladas pelo Estado com outras de portes e fins similares que estivessem dispostas a participar do condomínio. Um exemplo poderia ser a Comercializadora Brasileira de Energia (CBE), ou a própria Eletrobrás.

Quanto a operacionalização, este “*pool*” deveria atuar na comercialização de energia com geradores federais: Itaipu, Furnas, Chesf, Eletronorte e Petrobrás. Tanto os produtores independentes como os operadores estaduais poderiam associar-se ao “*pool*” desde que este passasse a controlar a energia de suas usinas.

A gestão dos fluxos financeiros caberia à **Câmara de Liquidação e Custódia (CLC)** e também deveria ser executada por um grande banco como o Banco do Brasil. Caberia a CLC a liquidação financeira dos contratos e transferências aos credores, sendo que a carga de inadimplência, geralmente advinda dos consumidores finais, passaria a ser dividida entre os Governos, as geradoras e as transmissoras.

O “*pool*” assumiria todos os riscos operacionais e de comercialização. Seriam incorporadas automaticamente ao “*pool*” as geradoras federais sendo que as privadas e estaduais estatais poderiam optar ou não pela adesão. O modo de atuação do “*pool*” deveria contar com certa margem de reserva, uma vez que não deveria se esperar grandes diferenças entre o volume projetado e o consumido.

É interessante ter em mente que este modelo proposto não considera a livre formação de preços entre os agentes geradores. O objetivo do modelo alternativo é minimizar os riscos que estão sujeitos os agentes do setor de forma a viabilizar a atração de capitais com o objetivo de expandir o sistema. Fica claro que os objetivos de Longo Prazo, o planejamento estratégico e o uso das vantagens comparativas do sistema são os alicerces de tal modelo proposto.

2.2.2. Oferta Energética – Plano de Obras Determinativo

Em relação a oferta energética, deverá ser constituído um Plano de Obras Determinativo, que estabelecerá as entradas de unidades geradoras em operação, de maneira que caberá ao Estado o controle da oferta energética. Deverão também ser firmados contratos com o *pool* que terão longo período de duração e deverão ser avaliados segundo a referência de equipamentos (usina ou linha de transmissão) de cada participante do condomínio. A estes caberá uma remuneração mensal fixa, protegida da inflação que irá depender da energia gerada pela usina, que deverá estar atrelada ao estabelecimento de algumas regras estabelecidas pelo “*pool*”, como padrões adequados de qualidade.

Quando o “*pool*” aprova uma nova instalação inicia-se um processo de licitação. Irá vencer o agente que conseguir operar com menor remuneração mensal desde que consiga atender às especificações de norma e qualidade exigidas pela licitação. Este fato permite uma série de vantagens, uma vez que promove a competição no interior do “*pool*” viabilizando novas opções de financiamento. Dessa maneira fica a cargo do vencedor da licitação a responsabilidade e os riscos técnicos da construção.

2.2.3. Desenvolvimento Energético

Caberá ao Desenvolvimento Energético a implementação eficiente de fundos e recursos de forma a otimizar o uso de energia. Sua principal função é a de estabelecer diretrizes para os instrumentos, que hoje se encontram dispersos visando-se objetivos de médio e longo prazo. O principal desafio está em oferecer a pessoas que estão em comunidades isoladas os benefícios do serviço energético, bem como a comodidade da vida moderna.

Dessa maneira, a Diretoria do Desenvolvimento Energético está calcada em quatro alicerces básicos que podem ser descritos na utilização de Energias Alternativas, conservação de Energia, administração das contas vinculadas e políticas de inclusão social e universalização do Acesso.

Para atender a camada desprovida dos serviços de rede energética é necessário que os programas e projetos não atuem de maneira desarticulada. As universidades, grupos de pesquisa e entidades governamentais, teriam papel complementar de maneira a obter

maior eficácia dos recursos empregados. Nesse sentido, cabe uma análise crítica do plano que estará sendo implementado, suas dificuldades, falhas e erros de modo a superar eventuais entraves.

Nota-se que houve grandes ganhos na utilização da energia após o racionamento, porém as perdas e desperdícios de energia elétrica representam hoje cerca de 25% do total produzido. Visando-se buscar maior conservação e eficiência energética implementou-se programas como o PROCEL e CONPET. Cerca de 1% da Receita bruta tem sido utilizada no combate ao desperdício e melhor utilização dos recursos energéticos, porém restam etapas a cumprir no que se refere a melhor utilização dos recursos para criação de uma cultura de conservação de energia.

Quanto ao desenvolvimento elétrico propriamente dito, deve haver maiores estímulos de plantas de geração de pequeno porte que, por não necessitarem de grandes investimentos podem atrair pequenos investidores. Deve-se buscar também estímulos de cogeração energética nas usinas de cana-de-açúcar, bem como gás natural nas indústrias e grandes centros comerciais.

Caberá também a diretoria de Desenvolvimento Energético buscar viabilizar e por em prática a Lei 15.438 de abril de 2002 do PROINFA (Programa de Incentivo de Fontes Alternativas de Energia), que versa sobre a geração de novas formas de energia, como a eólica, biomassa e solar, bem como medidas que busquem universalizar os serviços de energia elétrica. Caberá também à instituição o desafio de implementar programas como o Luz do Campo, PRODEEM, o PROLUZ, e o RELUZ o objetivo de prover energia elétrica a uma série de famílias que ainda não disponibilizam de eletricidade.

2.2.4. Universalização do Acesso – inclusão Social

Estima-se que cerca de 53 milhões de brasileiros vivam abaixo da linha de pobreza, sendo que deste total, 22 milhões estão sob condições de miséria. Da parcela destes excluídos, cerca de 13⁵ milhões de pessoas (aproximadamente 4 milhões de domicílios) não têm acesso à energia elétrica.

Também é interessante atentar que grande parte desta legião de excluídos foi onerada pelo aumento dos preços de energia, especialmente o GLP e da eletricidade em decorrência da liberalização dos mercados que ocorreu durante o governo Fernando Henrique Cardoso. Para os pequenos consumidores de energia (no caso de instalações residenciais e pequenos estabelecimentos comerciais) o processo de liberalização pode ser traduzido em maiores tarifas energéticas e também dificuldades de acesso.

Para se ter uma idéia de qual foi o aumento médio das tarifas de eletricidade bem como o quanto isto impactou no orçamento do trabalhador (no caso, salário mínimo) foi feita uma pesquisa coletando-se dados referentes ao ano de 1995 e 2002 para efeitos comparativos.

Em 1995 a média mensal de consumo de energia elétrica foi de aproximadamente 172 kWh sendo que o consumo médio mensal de GLP representou um botijão o que equivale a 13 kg. Tomadas as devidas proporções e considerando-se os preços vigentes à época estes custos mensais representavam R\$ 14,00 para eletricidade e R\$ 6,0 para o botijão de gás, totalizando cerca de 20% do salário mínimo vigente de R\$100,00. No final de 2002 a mesma quantidade de 170 kWh custava aproximadamente R\$ 57,00 e o botijão de gás R\$ 27,00 totalizando mais de 40% do salário mínimo em vigor no valor de R\$200,00.

⁵ Estimativa de pessoas sem acesso a energia elétrica segundo o Censo e da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios. Fonte: MERCEDES, S.S.P. *Análise Comparativa dos serviços públicos de eletricidade e saneamento básico no Brasil: ajustes liberais e desenvolvimento*. 2002 Tese (Doutorado) – Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia Da Universidade de São Paulo.

O setor Elétrico brasileiro pode ser visto como potencialmente favorável para com a inclusão social, através de seus enormes excedentes econômicos, dados tanto pela renda petrolífera, quanto pela hidráulica.

Geração de Eletricidade e Simulação de Renda Hidráulica – Brasil

| | Geração Bruta Ano 2000 | Tarifas Praticadas em 2001 (R\$/MWh) | Proposta Tarifária (R\$/MWh) | Renda Hidráulica R\$/Bilhões |
|------------------|---------------------------|--|---------------------------------|---------------------------------|
| Eletronorte | 29.258 | 34,8 | 75 | 1,3 |
| Chesf | 49.763 | 49,7 | 75 | 1,2 |
| Furnas | 45.271 | 49 | 75 | 1,2 |
| Eletronuclear | 6.046 | 0 | 0 | 0 |
| Total – federais | 130.338 | 45,9 | 75 | 3,6 |
| Total – estatais | 280.000 | 55 | 75 | 5,6 |

Figura 4

Fonte: FIPE, Eletrobrás / SIESE

De acordo com a **Figura 4** pode se depreender que as propostas de tarifas elétricas defendidas pela Eletrobrás eram maiores que as realmente praticadas em 2001. Ainda analisando-se estes dados tem-se idéia clara de quanto o setor proporcionou em excedentes no ano, totalizando 3,6 bilhões de Reais em ativos federais e 5,6 bilhões de Reais em ativos estatais. Estes montantes seriam potencialmente favoráveis para serem utilizados na inclusão social.

Cabe acrescentar que dado os níveis que a reestruturação já alcançou no setor é praticamente inviável a prática de preços subsidiados, bem como o retorno das tarifas sociais, que embutem transferências. Tais práticas poderiam ser prejudiciais aos acionistas e investidores do setor.

2.2.5. Regulação e Controle Social

Dados globais do setor elétrico

| Total Brasil | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 |
|------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|
| Consumo total (TWh) | 220 | 260 | 277 | 285 | 293 | 308 | 284 |
| Varição anual (%) | | 4,4 | 6,5 | 2,8 | 2,8 | 5,1 | -7,7 |
| Participação (%) | | | | | | | |
| Indústria | 47,2 | 45,7 | 45,1 | 42,9 | 42,58 | 42,7 | 43,2 |
| Comércio | 13 | 13,4 | 13,8 | 14,6 | 14,9 | 15,5 | 15,7 |
| Residências | 25,5 | 26,5 | 26,7 | 27,9 | 27,8 | 27,2 | 26 |
| Outros | 14,3 | 14,3 | 14,3 | 14,7 | 15 | 14,6 | 14,1 |
| Capacidade instalada | 50.000 | 57.229 | 59.157 | 61.325 | 63.816 | 67.713 | 70.121 |
| Parcela Hidrelétrica | n.d | 91,6 | 90,9 | 91,1 | 91 | 88,4 | 87,3 |
| Acréscimo Anual (MW) | - | 1.828 | 1.928 | 2.168 | 2.491 | 3.897 | 2.408 |
| Empregados do Setor (total) | 209.387 | 156.917 | 138.226 | 123.000 | 113.948 | 103.595 | 92.396 |
| SP | | | | | 26.608 | 23.051 | 16.258 |
| RJ | | | | | 13.212 | 11.367 | 10.025 |
| MG | | | | | 13.418 | 13.222 | 12.852 |
| PR | | | | | 8.654 | 8.225 | 7.894 |
| NE | | | | | 22.151 | 19.208 | 18.182 |
| NE | | | | | 7.921 | 7.840 | 7.850 |
| Outros | | | | | 21.984 | 20.682 | 19.334 |

Figura 5

Fonte: FIPE, Eletrobrás/SIESE, vários anos

De acordo com a **Figura 5** fica claro que o consumo total de energia elétrica teve aumentos seguidos desde o ano de 1995 (correspondente a 220 TWh) até o ano 2000 (308 TWh). Desta quantidade, a indústria foi o setor que contou com a maior participação na utilização da eletricidade, representando 43,2% em 2001 contra 26,0 % do total utilizado pelas residências e 15,7 % do comércio.

Estes dados também permitem uma outra informação importante no que se refere à parcela predominantemente hidrelétrica do setor. Mesmo com o acréscimo anual em torno de 2000 MW durante os anos, a porcentagem relativa à energia hidráulica continua sendo a maior constituinte do total ofertado em termos energéticos, correspondendo a 87,3% no ano de 2001.

Cabe aqui também uma oportuna observação importante de cunho social em relação à quantidade da população empregada no setor. Tomando-se os dados agregados, nota-se que cada vez menos trabalhadores têm sido empregados. Do total de 209.387

empregados no ano de 1995, a massa empregada caiu para 92.396 no ano de 2001. Em relação ao estado de São Paulo, o setor contava com o total de 26.608 no ano de 1995 caindo para 16.258 no ano de 2001.

2.3. Repensando a Reestruturação do Setor – Regulação e Controle Social

Devido ao caráter essencial que a energia elétrica exerce na vida das pessoas, sua organização e gestão envolvem questões políticas e sociais. Pode-se classificar a exploração dos recursos naturais bem como a utilização dos serviços públicos sob duas óticas distintas: priorizando-se ênfase no controle social ou na hegemonia do mercado.

A concepção que permeia a atual reestruturação do setor prioriza a hegemonia do mercado, que teria um Estado mínimo como alocador de recursos e distribuidor de benefícios. Cabe também ao Estado estimular a concorrência nos segmentos competitivos além de atuar via instrumentos regulatórios, na qualidade, disponibilidade e preços.

Uma concepção voltada ao mercado como a descrita acima, transfere a exploração para grupos financeiros privados externos e internos sempre com a égide da exploração financeira e especulativa, resultando em graves prejuízos do ponto de vista da tecnologia (pois não se estimula o desenvolvimento do processo de P&D), redução do nível de emprego e em muitos casos da má utilização de recursos naturais.

A reestruturação do setor deve ser repensada, porém não se deve abolir os instrumentos de mercado. É interessante ter em mente as limitações inerentes desta concepção no campo dos serviços públicos. Evidências empíricas permitem afirmar que o controle social e a regulação democrática têm-se constituído como fatores importantes para buscar o controle da qualidade, a universalização do acesso e o equilíbrio das tarifas.

Falando-se um pouco em relação ao aspecto social, não resta dúvidas que este ambiente de valoração relativa com foco no mercado tem conduzido a uma sociedade injusta, excludente e desequilibrada do ponto de vista ambiental. Nesse sentido os serviços públicos devem atuar de maneira estratégica de modo a contribuir para com o resgate da cidadania de todos.

Assim, o Estado deve atuar de maneira consistente nas diferentes áreas econômicas tentando viabilizar a proteção do meio ambiente e políticas de geração de Renda e

Emprego. Mais uma vez entra aqui as duas palavras-chave que são a Regulação e Controle Social democráticos sobre os serviços públicos e mananciais hidráulicos. Para alcançarmos a universalização do acesso, bem como o controle de qualidade e de preços e tarifas, é necessário transparência e envolvimento de usuários e interessados, independentemente da gestão que está sendo aplicada, seja ela privada ou estatal.

2.3.1. Regulação do Novo Sistema Proposto

Em relação a participação estatal, esta proposta preconiza uma maior participação do Estado, não só através da transparência mas também pela distribuição mais igualitária dos benefícios entre os vários segmentos da sociedade e não só em relação ao capital externo. Quanto ao sistema de regulação, este deverá ser democratizado e fortalecido de modo a permitir a fusão entre a ANEEL, ANA (Agência Nacional de Águas) e ANP (Agência Nacional de Petróleo) visando melhor coordenação. Ademais deverá haver uma atuação de maneira mais descentralizada por parte das instituições regulatórias quando se tratar de estados e municípios.

Em relação à regulação tarifária, buscar-se-á o regime do **custo do serviço** conseguido pela vitória na licitação e não através do **preço-teto incentivado**. Como já observado na prática tal mecanismo possibilitará diminuir os riscos e incertezas tanto para os provedores quanto para os consumidores. Na ausência de mercados especulativos ou de contratos de caráter bilateral poderá haver um excedente econômico das usinas hidrelétricas que pode e deve ser utilizado nas políticas de desenvolvimento regional e de subsídio social.

2.3.2. Controle Social

Uma maneira de atingir-se o controle social pode ser conseguida através de instrumentos regulatórios que deverão contar com exposições de decisões das concessionárias ao domínio público tanto *ex ante* quanto *ex post*. Dessa forma, buscar-se-á representação participativa de todos os agentes envolvidos (poder público, usuários por classe, concessionárias, organizações sociais) sob caráter democrático.

Em suma, este mecanismo buscará alcançar vínculos com a sociedade de maneira a tornar mais transparente as ações governamentais como já foi anteriormente conseguido pelos **conselhos municipais** em outros segmentos econômicos e sociais. É também através dos meios de comunicação que irá se buscar esse maior contato com a população, de maneira a alcançar a transparência dos atos públicos.

2.4. O Excesso de Energia – a crise de sobra

Como se pôde observar modelo vigente caracterizou-se por uma série de equívocos resultando em impasses para a sociedade, investidores, empreendedores e operadores do sistema. O principal destes erros diz respeito às questões regulatórias bem como ao excesso de oferta advindo dos equívocos cometidos num período anterior. Esta questão da oferta não planejada deve ser analisada porque atua como fonte de descapitalização das empresas geradoras, especialmente as estatais.

Isto pode ser traduzido como eventual perigo na medida que se pode incorrer no não acompanhamento de investimentos estatais necessários para atingir à demanda de energia. Agrega-se que diante deste contexto, o setor privado pode deixar de investir frente às incertezas e falta de confiança nas instituições regulatórias do modelo vigente.

A solução para este problema seria a de constituição de um “*major buyer pool*”, na medida que as empresas poderiam garantir suas receitas e ao mesmo tempo evitarem os riscos hidrológicos e de comercialização. Em relação a sociedade, a instituição de um “*pool*” garantiria o abastecimento energético de forma permanente e confiável além de contar com custos menores.

2.5. Base jurídica para a mudança de um novo modelo

Para a concepção de um novo modelo, é imprescindível transformar a eletricidade na condição de um serviço público. Não há como manter a concepção do modelo atual frente às inconstitucionalidades nele presentes. O atual modelo, ao promover a desintegração vertical entre os segmentos geradores (ditos competitivos), e de transmissão e distribuição (ditos não competitivos) o fez sem qualquer respaldo constitucional, uma vez que não considerou a eletricidade como bem público.

O consumidor caracterizado como “livre” é aquele que se utiliza de carga maior que 3.000 kW, não sendo necessariamente atendido pela Distribuidora que detém o

monopólio da área à qual ele está circunscrito, sendo ele “livre” para optar pela Distribuidora que achar mais conveniente. Nesta caracterização nota-se uma outra falha legislativa quando o Relatório do Comitê de Revitalização chegou a propor na prática que este consumidor deveria migrar automaticamente para a livre negociação pois caso não o fizesse deveria ser penalizado com preços e tarifas que poderiam ficar entre o Valor Normativo e o PMAE (Preço do Mercado Atacadista de Energia).

Entretanto, houve recuo das propostas do Comitê, passando-se então a haver caracterizações como “consumidor cativo” e “consumidor potencialmente livre” que preencheria os direitos do “livre”, porém não os exerceria.

Outra falha no atual modelo diz respeito à abdicação por parte do Estado na decisão sobre o planejamento e decisões de crescimento de oferta de energia. É inconcebível este tratamento no caso de prestação de um serviço público de natureza essencial como a água.

Dessa maneira, quanto a natureza jurídica, a concepção de um novo modelo deve entender que a energia elétrica constitui-se como prestação de um serviço público. Assim deverá possuir metas para a expansão de oferta estabelecidas por órgãos competentes do poder estatal, contando com procedimentos transparentes, participativos e de caráter prioritário.

Uma vez que a prestação do serviço é de obrigação do Estado não podendo haver privação do serviço público, o consumidor poderá deixar sua condição de “cativo” se quiser, isto é, não será obrigado a usar o serviço público.

O produtor independente de energia e os consumidores conhecidos como livres devem ser caracterizados de maneira distinta do serviço público, uma vez que não atendem às considerações de igualdade (uniformidade) e generalidade (universalidade). Dessa maneira, a égide da livre negociação e das oportunidades de negócio, características do consumidor livre e do Produtor Independente nada tem a ver com os princípios citados do serviço público.

Com relação ao produtor independente, este se adapta melhor aos grandes consumidores individuais. Nesta situação, diminui-se a presença estatal, uma vez que haverá maior ênfase para o serviço de transmissão.

O novo modelo que se tentou implementar no país feriu alguns princípios básicos da Constituição, transformando o conceito de energia elétrica de “utilidade” para “*commodity*”. Dessa maneira a reestruturação efetiva do Setor que se vislumbra implantar deve resgatar alguns princípios através de um novo marco regulatório. A

principal crítica diz respeito a definição da Energia Elétrica como um Serviço Público, no sentido de que abrir mão da escolha do Distribuidor de energia elétrica deve ser uma opção do cidadão, do consumidor, e não uma imposição da legislação de um órgão Regulador.

Como afirma Ildo Sauer em seu trabalho “um Novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro” pela Universidade de São Paulo: *“Torna-se, então falacioso conceder ao consumidor a opção de comprar energia de várias distribuidoras ou comercializadoras, quando ele permanece vulnerável ao poder de mercado por pressões tarifárias, ou até mesmo sujeito a ser privado de energia, se esta for a consequência de estratégias, equivocadas ou intencionais, dos agentes do Poder Econômico.”*

Capítulo 3

3.1. Algumas Considerações do Novo Modelo

A Ministra do Ministério De Minas e Energia Dilma Rousseff anunciou em julho de 2003 a implantação de um novo modelo para o setor Elétrico Brasileiro.No que diz respeito à política de preços do setor seria demagógico dizer que as tarifas cairão após implementação deste novo sistema, porém é objetivo do governo fazer com que a energia elétrica não fique ainda mais cara nem deixe de “aumentar de forma sistemática e contínua” como vem ocorrendo.

Ainda segundo a Ministra, na nova constituição tarifária haverá um “mix” na formação de preços visto que haverá compra de energia velha (mais barata de investimentos já amortizados) e também energia nova (mais cara dos novos empreendimentos).

O governo passará a trabalhar na transição do atual modelo para o novo uma vez que este já foi previamente aprovado pelo Ministério das Minas e Energia e pelo CNPE (Conselho Nacional de Política Energética). Ademais, os instrumentos legais (projeto de lei ou medida provisória) serão encaminhados para o Congresso Nacional ainda no ano de 2003. Este novo projeto terá como principais elementos a formação de um “pool” para a compra e venda de energia, a recuperação do planejamento do setor e o aproveitamento da vocação do país para a hidreletricidade.

Este novo modelo propiciará autonomia razoável para as Agências Reguladoras, porém há um consenso em torno de que tais instituições não possam ser totalmente independentes, isto é, deverá haver uma instância apelativa acima delas. Em relação às reservas energéticas a Ministra Dilma Rousseff afirmou que as distribuidoras serão responsáveis por prever aproximadamente 95 % de sua demanda e não mais 85 % como antes, nas palavras dela: “saber exatamente qual será o déficit é crucial para que o novo modelo dê certo”.

No entanto cabe ressaltar que tal modelo, apesar de já ter sido anunciado ainda precisa ser detalhado, e muitas de suas medidas terão de passar pela apreciação do Congresso Nacional. No entanto, tem-se que a universalização do fornecimento de energia é uma das principais bandeiras da área energética do Governo Luís Inácio Lula da Silva. Dados do Ministério das Minas e Energia afirmam que há cerca de 2,5 milhões de domicílios, o que equivale a cerca de 13 milhões de pessoas que ainda não têm acesso

a energia elétrica. Face a estes dados alarmantes Dilma Rousseff já anunciou que pretende antecipar para 2006 as metas de universalização do fornecimento de eletricidade, que anteriormente previam o ano de 2015 como prazo final.

Algumas Conclusões

O presente trabalho procurou mostrar o processo de transformação que o Setor Elétrico brasileiro veio passando desde a década de 90 analisando seus principais aspectos, vantagens e questões que ainda necessitam ser revisadas a título de ajustes que levem a uma garantia de fornecimento elétrico a preços socialmente adequados.

Num segundo momento buscou-se contrapor o modelo que teria sido implementado até então com proposições teóricas e estudos de melhorias que ainda podem ser incorporadas no arcabouço institucional e operacional do setor.

Para que o Brasil alcance o chamado desenvolvimento sustentado é necessário que se supere gargalos em áreas tidas como estratégicas, entre elas a energética. Nesse intuito, é fato que avanços consideráveis já foram inicialmente alcançados com o processo de privatização e concorrência no setor sob a égide regulatória, porém resta muito ainda a ser feito para que se galgue resultados positivos e estáveis de longo prazo.

O trabalho procurou contrapor diferentes visões e argumentações, sendo consenso que as atuais crises do setor e outras potencialmente desestabilizadoras que podem advir decorrem do declínio e falta de investimentos demandados pela estrutura do parque energético do país.

A obtenção de êxito em tal variável macroeconômica por sua vez implicaria em benefícios como melhoria do serviço elétrico, como universalização do acesso, diminuição das tarifas elétricas e economias de escala para agentes econômicos dos quais a energia é tida como fundamental para o processo econômico.

Deve-se ter em mente que o sistema elétrico do Brasil tem grande relação com a conjuntura macroeconômica vivida pela sua economia. Nesse sentido, deve-se tirar proveito de falhas e erros anteriormente cometidos, visando não comprometer a proposição de modelos futuros, tendo-se sempre em mente a condição estratégica que o setor representa, tanto do ponto de vista estrutural (insumos para indústrias e produção) como social (garantias de acesso, tarifas e como bem público essencial).

Referência Bibliográfica

CARNEIRO, R. *Desenvolvimento em Crise – A Economia Brasileira no último quarto do século XX*. Editora Unesp

COOPERS & LYBRAND. *Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*. Executive Summary of the Consolidated Report for Stage IV of the Consultancy Advisory for the Minister of Mines and Energy. Brazilian Government, June 1997.

ELETROBRÁS. *Plano Decenal de Expansão 1998/2007*. GCPS, versão preliminar, mar. 1998.

EFEI Energy News – Dossiê Semanal de Notícias em Energia

FERREIRA, C.K.L. *Privatização Do Setor Elétrico no Brasil*. – fevereiro de 2000

FOLHA DE SÃO PAULO

s.d. vários números

GAZETA MERCANTIL

s.d. vários números

O ESTADO DE SÃO PAULO

s.d vários números

PIRES, J.C.L., PICCININI, M., *A Regulação dos Setores de Infra-Estrutura no Brasil*. In: Giambiagi, F. Moreira, M. (orgs) *A Economia Brasileira dos Anos 90*. Rio de Janeiro: BNDES, 1999.

PIRES, J.C.L. *Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico*. Rio de Janeiro – março de 2000 textos para discussão do BNDES nº 76

PIRES, J.C.L., PICCININI, M.S. *Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro: BNDES, jul. 1998 (Texto para Discussão).

SAUER, I. – *Um novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro*. – dezembro de 2002
São Paulo USP (Universidade São Paulo) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia.

SITES CONSULTADOS

- <http://www.ancel.gov.br>
- <http://www.bndes.gov.br>
- <http://www.eletrabras.gov.br>
- <http://www.eselsa.com.br>
- <http://www.fipe.com.br>