

Aos
Senhores Procuradores da República
Responsáveis pelo Inquérito Civil Público
Sobre o Racionamento de Energia
Ministério Público Federal
Brasília - DF

reuni o original
em 18.12.01

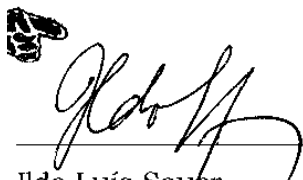

Guilherme Zanina Schelb
PROCURADOR REGIONAL DOS
DIREITOS DO CIDADÃO

Assunto.: **REPRESENTAÇÃO**

Os abaixo firmados, pelo presente, vêm propor a presente Representação para que o Ministério Público Federal, com base na fundamentação e recomendações do Relatório "O RACIONAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DECRETADO EM 2001: UM ESTUDO SOBRE AS CAUSAS E AS RESPONSABILIDADES", apresentado em anexo, possa tomar as providências cabíveis visando preservar o Estado do Direito e os interesses da população.

O estudo está à disposição de entidades e da população em geral para tomar as medidas julgadas pertinentes, tendo já sido endossado pelo Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo, que também o submete à Procuradoria da República para as providências cabíveis.

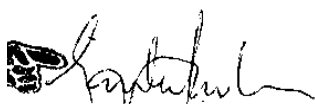
São Paulo, 17 de Dezembro de 2001



Ildo Luís Sauer
Professor do Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da
USP-Universidade de São Paulo e Engenheiro, CPF 265.024.960-91
Diretor do ILUMINA-Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico
Carteira de Identidade Profissional: 29570-D - CREA - RS
Endereço: Rua Padre Justino, 230, São Paulo - SP, CEP 05580-095




José Paulo Vieira
Administrador de Empresas, Doutorando da Universidade de São Paulo
RG 6.285.272 SSP/SP, CPF 893.195.758-00
Endereço: Dr. Homem de Melo nº 697 ap.5083, São Paulo-SP CEP 05007-001



Carlos Augusto Ramos Kirchner
Engenheiro, RG 4.702.238, CPF 708.009.108-00
Endereço: Rua Manoel Bento Cruz, 18-38
Bauru - SP, CEP 17013-460

sem o original.
12.12.01


Guilherme Zanina Sobal
PROCURADOR REGIONAL DOS
DIREITOS DO CIDADÃO

O RACIONAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DECRETADO EM 2001: UM ESTUDO SOBRE AS CAUSAS E AS RESPONSABILIDADES

Primeira Versão: 15 de Dezembro de 2001¹

Eng. Ildo Luís Sauer
Professor do - Programa Interunidades
de Pós-Graduação em Energia da
Universidade de São Paulo - PIPGE USP
Diretor do ILUMINA – Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico

Adm. José Paulo Vieira
Doutorando em Energia do PIPGE da
USP - Universidade de São Paulo

Eng. Carlos Augusto Ramos Kirchner
Consultor em Energia
Diretor do Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo

¹. Face às ações ainda em curso, esta versão poderá ser revisada oportunamente.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO E RESUMO

2. REGIME TARIFÁRIO E AS RESPONSABILIDADES PELOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1. Estrutura Anterior

2.2. 1993: Desequalização das Tarifas e Filosofia Empresarial

2.3. Após 1995: Liberalização Econômica e Regulação Por Incentivos. A Mudança na Sistemática Tarifária e as Responsabilidades. Legislação e Sistemática Tarifária Atual

3. O RACIONAMENTO E A LEGISLAÇÃO DE EMERGÊNCIA

3.1. Razões do Racionamento

3.2. As Perdas do Consumidor de Energia Elétrica

4. RESPONSABILIDADES PELA CRISE ELÉTRICA

4.1. O Relatório Oficial Sobre as Causas do Racionamento

4.2. Documentos Oficiais do Setor

4.3. Lançamento do Programa Emergencial

4.4. Eventos Públicos

4.5. Papéis dos Agentes

5. SOBRE PRETENDIDAS COMPENSAÇÕES ÀS CONCESSIONÁRIAS

5.1. Enfoque técnico

5.2. Enfoque econômico

5.3. Enfoque jurídico

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1 Conclusões

6.2 Recomendações

1. INTRODUÇÃO E RESUMO

O Governo Federal tem anunciado repetidamente que está negociando, com as empresas de Geração e Distribuição de energia elétrica, compensações por supostas perdas decorrentes do racionamento de energia elétrica decretado no País.

As compensações em negociação divulgadas comportam empréstimo do BNDES e o aumento das tarifas, por um período de até 3 anos, com o objetivo de recuperar as pretensas perdas.

Tal negócio se sustentaria no princípio de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, cuja quebra só pode se dar por motivo "superveniente, não provocado, imprevisível e inevitável".

Ora, o racionamento em análise não cumpre nenhum desses pressupostos, conforme procuraremos demonstrar no presente relatório. Sob diversos enfoques, nossa análise procurará demonstrar que a compensação financeira às concessionárias não é devida, pois amparada em fato que não é imprevisível, e portanto não é defensável técnica, econômica e legalmente.

Os Contratos de Concessão e os Contratos Iniciais (entre geradoras e distribuidoras de energia) incluem dispositivos para tratar do racionamento, caso ele venha a ocorrer. A deterioração da qualidade dos serviços de eletricidade foi publicada e denunciada em diversos relatórios e eventos. O próprio Relatório oficial do Governo Federal, elaborado pela Comissão criada por Decreto do Presidente da República em 22/05/2001 e Coordenada pelo Diretor Geral da ANA – Agência Nacional de Águas, Jerson Kelman) concluiu que **"A hidrologia adversa, por si só, não teria sido suficiente para causar a crise."**

O vertiginoso aumento do déficit de capacidade instalada de geração e transmissão era do conhecimento das empresas concessionárias que preferiram, junto com as autoridades do setor elétrico, apostar que os próximos períodos chuvosos recuperariam os níveis dos reservatórios, mascarando a real situação, possivelmente até na expectativa de se aproveitar das oportunidades de negócios que tal condição proporcionaria. As concessionárias Distribuidoras, como responsáveis pelo fornecimento de eletricidade aos consumidores finais, têm por obrigação legal estipulada nos contratos de concessão o gerenciamento de seus contratos, ajustando-os, complementando-os e mesmo

investindo em geração própria de energia, conforme permite a legislação.

Na realidade, o consumidor de eletricidade tem sido repetidamente onerado:

- (1) Pagava Contas de Consumo de Eletricidade que embutiam o preço da qualidade e da confiabilidade - garantida pela concepção e legislação atinente às tarifas de eletricidade – atributo que foi vilipendiado nos serviços atualmente prestados, pois as tarifas incluídas nos contratos de concessão eram suficientes para recuperar os custos dos investimentos requeridos que garantissem a confiabilidade;
- (2) Com a emergência da crise de eletricidade – que era previsível, controlável e evitável – foi chamado pelas autoridades a reduzir seu consumo. Mesmo sob ameaças de corte e de multas e sobretaxas, ou mesmo mediante a sujeição a extorsivos preços especulativos praticados no MAE, a população assumiu o espírito de colaboração, reduziu seus níveis de conforto e economizou energia;
- (3) Por ter economizado, o consumidor agora poderá ser penalizado pois as concessionárias de eletricidade reclamam da redução de suas receitas. Os reclamantes são os mesmos grupos empresariais que dominam todas as informações do negócio, participam dos diversos órgãos colegiados de informação e deliberação (Comitê Executivo do MAE, Conselho do ONS, comitês de planejamento, entre outros);
- (4) Finalmente, dado o atual quadro de providências pontuais, parciais e casuísticas, o consumidor corre ponderável risco de, no futuro, ter que arcar com o custo de sobre-investimento (sobras de energia) e de irracionalidade na exploração das fontes energéticas que, sob a justificativa de contribuir para a gestão da crise, estão sendo viabilizados atualmente.

O sistema elétrico já causava prejuízos ao consumidor mesmo antes do racionamento. A contínua e lenta deterioração da margem de segurança já constituía, por si só, uma quebra de contrato com o consumidor, pois a tarifa cobrada é calculada para recuperar investimentos feitos que assegurassem a manutenção da segurança em níveis adequados, muito acima dos atualmente verificados.

Destarte, uma questão relevante mas ainda pouco debatida refere-se aos prejuízos sofridos pelos consumidores de eletricidade, seja a

população em suas residências, seja os setores produtivos, indústria, comércio e serviços.

Há uma responsabilidade muito claramente estabelecida pela legislação e contratos vigentes: a dos concessionários de distribuição, que têm de fornecer energia elétrica aos consumidores, em quantidade e qualidade adequadas. Nenhum dos fatos ocorridos no setor elétrico, nos últimos anos, justifica o rompimento ou interrupção dessas obrigações. Se conflitos há entre os agentes do setor, pode ser uma questão para o Poder Judiciário arbitrar.

Conclusões do Estudo:

Os dados, informações e análises apresentados no corpo deste estudo e, de modo enfático, as disposições legais, normativas e contratuais reproduzidas sinteticamente neste estudo, demonstram, com absoluta clareza os seguintes constatações:

- a) Os consumidores e usuários de energia elétrica não tem nenhuma responsabilidade pelo racionamento decretado, nem pela redução de faturamento das empresas de energia elétrica, muito menos pela quebra de suas expectativas de lucros; ao contrário, são os usuários e consumidores as vítimas da incúria destas concessionárias em relação às responsabilidades, claramente estabelecidas nas normas vigentes, que causou prejuízos e desconforto aos consumidores e usuários, em razão da descontinuidade do fornecimento e deterioração da qualidade dos serviços, que constitui uma quebra unilateral de contrato.
- b) O racionamento era previsível e evitável, conforme demonstram os fatos e os inúmeros documentos e análises oficiais e de instituições de pesquisa e anais de eventos, entre outros. Todos eram de pleno conhecimento das concessionárias de distribuição e de geração de energia elétrica, ou deveriam sê-lo. A hidrologia se comportou dentro do que se podia esperar. Não ocorreu nenhum caso fortuito, nem houve motivo de força maior, nem tampouco houve o “fato do príncipe”. Ademais, a concessão para a prestação de serviço público é delegada a quem “demonstre capacidade para o seu desempenho, **por sua conta e risco**” (art. 2, inciso II da Lei 8987/95). Portanto, ainda que algum risco tivesse ocorrido, e não se trata disto neste caso, este risco, por força da lei e do contrato de concessão, caberia aos concessionários, assim como as conseqüências dele decorrentes, excetuados apenas aqueles expressamente previstos em Lei. Não há razão alguma para

transferir qualquer ônus aos usuários e consumidores. Pelo contrário, há que buscar formas de indenizá-los pelos prejuízos e danos que sofreram sem justificativas.

- c) Os concessionários, por ocasião da assinatura nos contratos de concessão, declararam expressamente que as tarifas iniciais de energia elétrica e a estrutura tarifária inicial, incorporadas no contrato, eram adequadas e satisfatórias. Adicionalmente, no momento em que se submeteram à licitação, levaram em conta tais tarifas como base de suas receitas futuras e considerando também as despesas operacionais previstas, fizeram suas ofertas, para a obtenção da concessão. Desde o início do processo de reestruturação do setor elétrico no Brasil, com o advento dos novos contratos de concessão, as tarifas de distribuição de energia elétrica (fornecimento) tem aumentado mais do que as de geração elétrica (suprimento) e, mais ainda, tem aumentado muito acima da inflação, os custos operacionais foram reduzidos substancialmente, mormente em razão da redução significativa do quadro de funcionários. Portanto, o quadro econômico-financeiro das concessionárias deveria estar com equilíbrio extremamente favorável. Se o racionamento criou frustrações de expectativas, não há nada a ser reclamado por elas dos usuários, pois o racionamento decorre de ação ou omissão, de sua exclusiva responsabilidade, e poderia por elas ter sido evitado.
- d) Ainda que, por hipótese, fosse aceita a idéia de que os usuários e consumidores tivessem alguma culpa pela crise, surgiria a questão da equidade intertemporal: como se poderia aumentar as tarifas dos consumidores, a partir deste momento até os próximos anos, por evento e fato acontecido no passado. Tarifas devem, observadas as normas legais, recuperar os custos incorridos na prestação do serviço - no momento da sua prestação – nunca de pretensos prejuízos do passado. Não há como impor a consumidores e usuários futuros aumento tarifário em razão de problemas do passado, quando alguns deles sequer participantes e beneficiários do sistema então (é o caso dos que imigraram, dos novos consumidores, etc.). Trata-se de um absurdo completo. Poder-se-ia imaginar, por analogia, que no futuro todos poderiam ser instados a pagar por questões que ocorreram há um, dois ou até, dezenas de anos atrás, em energia, telecomunicações, transportes, etc. e que frustram expectativas de lucros de concessionários!...O precedente que se abriria seria profundamente preocupante.
- e) Ainda que o novo modelo implantado para o setor elétrico presente, claramente, substanciais problemas de concepção, os

quais possam ser de responsabilidade política do Governo Federal, as leis, normas e contratos, indubitavelmente atribuem as responsabilidades às concessionárias de distribuição de energia elétrica, e, eventual e indiretamente às concessionárias de geração de energia elétrica, ou mesmo, até, ao Governo Federal. Havendo conflito entre as distribuidoras e geradoras, haverá formas negociais e judiciais de resolver as questões. Jamais, porém, seria admissível atribuir o ônus aos usuários e consumidores.

- f) Finalmente, as articulações veiculadas pela imprensa, entre empresas distribuidoras e geradoras, com o beneplácito de autoridades, de modo particular da Câmara de Gestão da Crise com a participação de diretores do BNDES e, com o apoio de embaixadas dos países sede de algumas controladoras dessas empresas, caminham no sentido de produzir um conluio que libere estas empresas de suas responsabilidades pelo racionamento, e, mais ainda, lhes permita ganhos extraordinários, sem base técnica, econômica ou legal, em detrimento da população e do setor produtivo, a pretexto de criar um clima favorável aos investimentos privados, nacionais e estrangeiros, no País. A principal base de confiança vem do respeito à ordem jurídica e aos contratos. A quebra das responsabilidades legais e contratuais das concessionárias junto aos usuários, cujos interesses podem ser difusos sem clara e firme representação nos processos de negociação, representaria um grave retrocesso jurídico e econômico para o País, com graves repercussões sociais.

Recomendações do Estudo:

Face às conclusões apresentadas e frente aos encaminhamentos divulgados, existentes no âmbito da Câmara de Gestão da Crise Elétrica, com a participação do BNDES, surge como recomendação evidente o caminho ao Poder Judiciário, via representação junto ao Ministério Público e através das demais iniciativas possíveis, para evitar que esta flagrante injustiça e inversão de valores seja perpetrada, buscando:

- a) que sejam suspensas e declaradas ilegais, face a seu propósito injustificado, as negociações entre BNDES, CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE, outras autoridades, empresas geradoras e distribuidoras, no sentido de proporcionar empréstimo a ditas empresas pelo BNDES e posterior recuperação de pretensão prejuízo via aumento de tarifas;
- b) que o BNDES seja proibido de conceder dito empréstimo, face aos argumentos apresentados, e que, uma vez concedido seja

declarado ilegal e suspenso com os ressarcimentos correspondentes;

- c) que as autoridades do órgão regulador, a ANEEL, e da Câmara de Gestão da Crise sejam proibidas de conceder aumento tarifário em razão de ressarcimento de pretensas perdas pelas concessionárias, e que, em sendo concedido tal tipo de aumento, seja este declarado ilegal e que sejam tomadas as medidas necessárias ao ressarcimento dos prejuízos causados;
- d) que, sejam tomadas as medidas judiciais cabíveis, junto ao Poder Judiciário, e às autoridades, para promover a responsabilização das concessionárias distribuidoras e geradoras de energia elétrica envolvidas e, se for o caso, das autoridades competentes, pelas prejuízos causados aos consumidores de energia elétrica em razão do racionamento decretado, e, que sejam determinadas as medidas cabíveis para promover o ressarcimento destes prejuízos.

2. REGIME TARIFÁRIO E AS RESPONSABILIDADES PELOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1. Estrutura Anterior

Em **1971** a Lei nº 5655 estabeleceu a remuneração garantida mínima para a remuneração do capital investido entre 10% e 12% ao ano. Essa garantia complementava o modelo tarifário do setor elétrico, baseado no critério de “serviço pelo custo”, ou seja, a receita tarifária deveria atender aos custos incorridos para a prestação do serviço, incluída a confiabilidade. O espírito da regulação por custo de serviço é a determinação dos preços regulados – ou permitidos – através da busca da equalização entre custo total e receita total. Esta equação possibilitaria a escolha de preços médios, que por conseguinte se encontrariam coerentes com os custos médios da indústria.

Em **1974** o governo federal estabeleceu a equalização das tarifas de energia elétrica em todo o território nacional, por meio da criação da Reserva Global de Garantia - RGG, instrumento que processava a transferência de recursos das concessionárias superavitárias para as deficitárias, de forma que a remuneração de cada empresa se situasse em torno da remuneração média do setor (Decreto Lei nº 1.383, de 26.12.74). Tal determinação acompanhava a equalização dos preços dos derivados de petróleo, efetuada anteriormente, e foi justificada como fator de desenvolvimento regional e meio de absorção de centrais geradoras com elevado custo de implantação e operação, como as centrais nucleares e o projeto Itaipu.

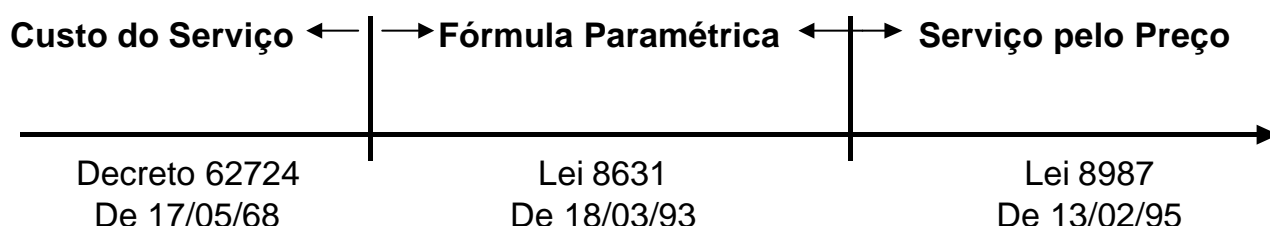
Em **1981**, o Decreto nº 86.463 manteve o regime de tarifação baseado no custo do serviço alterando sua forma de aplicação para uma estrutura horosazonal de nível médio e modulação marginalista, orientada por políticas sociais e de desenvolvimento econômico, favorecendo setores da economia e regiões e buscando promover alguma compensação em razão da má distribuição de renda. A análise dos princípios de tarifação preconizados por este Decreto é relevante, pois, como será visto adiante, a estrutura e o nível tarifário, estabelecidos a partir destes princípios, com as modificações autorizadas pela Lei 8.631 de 1993, foram incorporados, como condição inicial, nos contratos de concessão firmados sob a égide da Lei 8.987, de 1995, atualmente em vigor. Princípio muito relevante é a incorporação do custo do déficit como elemento integrante do custo de produção, a ser recuperado pelas tarifas, como princípio incluído nos principais documentos do setor:

“No processo de produção de energia elétrica existe um risco inerente de interrupção do serviço. Este risco é explicado fisicamente pela possibilidade de falha de equipamento, pela redução da potência disponível devido à diminuição da queda útil das usinas hidráulicas e pela possibilidade de ocorrência de uma

*hidraulicidade mais severa do que aquela para o qual o sistema foi ou está sendo planejado. Além disso, está sempre presente a possibilidade de erro de previsão de carga. A estimativa de potência e da energia não suprida por estas razões, multiplicada pelo seu custo, constitui o que se chama de custo do déficit. Para um sistema adaptado, que evolui através de uma trajetória de expansão ótima, prova-se que o Custo Marginal de Longo Prazo é igual ao Custo Marginal de Curto Prazo. Dito de outro modo: quando a última unidade é acrescentada, o aumento de custo motivado pelo investimento é compensado pela redução de custos marginais de operação e manutenção, de perdas, de combustível e de déficit.*²

Isto significa que **as tarifas embutiam todos os custos** necessários à prestação dos serviços de energia elétrica, incluindo os investimentos em capacidade de reserva, geração e distribuição de energia elétrica para garantir a confiabilidade do sistema, inclusive em razão do desempenho esperado para a hidrologia.

Em **1993**, a Lei nº 8.631 atribuiu às concessionárias de eletricidade a prerrogativa de propor as estruturas tarifárias para homologação pelo DNAEE; pondo um termo no período em que as tarifas eram equalizadas em todo o território nacional.



A partir de **1995**, com a aplicação das prescrições na teoria de regulação por incentivos (campo do estudo da Organização Industrial aplicada aos serviços públicos), que têm servido de apoio à liberalização econômica do setor de infra-estrutura, passou-se a praticar a tarifa pelo preço teto.

Ressalte-se que tais alterações ocorreram na forma de se calcular as tarifas, **todavia a composição dos custos da eletricidade não foi alterada**: continuaram, desde sempre, a englobar os custos de manutenção da qualidade e da confiabilidade.

Os reajustes definidos em Novembro/95 - maiores para os baixos consumos - delinearam os contornos do tipo de "ajuste" que seria implementado, com vistas a facilitar a privatização das concessionárias de distribuição. O resultado imediato foram sucessivos aumentos, com

². Extraído do Livro "Nova Tarifa de Energia Elétrica: Metodologia e Aplicação". Empresas Concessionárias de Energia Elétrica. ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Ministério das Minas e Energia. Brasília, DNAEE, 1985.

perda de competitividade, para a economia do país, porém, com o ônus maior impingido aos consumidores residenciais.

A Concepção do Modelo Tarifário da Eletricidade

O setor elétrico foi estruturado visando a financiar sua expansão com base numa elevada dependência de aportes de capital e recursos de terceiros. Seu modelo econômico-financeiro foi concebido buscando o equilíbrio entre três componentes: Recursos Próprios (tarifários), Recursos de Terceiros e Aportes de Capital (dos governos federal, estadual e municipal).

Os recursos próprios, gerados internamente, destinavam-se, de um lado, ao custeio da operação e manutenção do sistema e, de outro, à remuneração do capital do acionista e ao pagamento do serviço da dívida contratada para a realização de investimentos. Assim, a realização de investimentos nos 3 sistemas elétricos: geração, transmissão e distribuição, deveria ter como fontes de financiamento os recursos de terceiros (empréstimos e financiamentos) e os aportes de capital do acionista (recursos fiscais dos governos federal e estadual).

O modelo de financiamento do setor caracterizava-o como um "alugador" de capital. Teoricamente, terminado o prazo da concessão, o capital estaria integralmente remunerado, o ativo imobilizado depreciado e a concessão poderia reverter ao poder concedente, o governo federal.

A estrutura tarifária idealizada refletia as disparidades do custo de geração e distribuição entre as diversas regiões do país. As concessionárias do Sudeste diluíam os custos do serviço sobre grande massa de consumidores, assegurando sua estabilidade financeira e seu poder de expansão com uma tarifa impraticável nas regiões que atendiam a mercados menores.

Por conseguinte, o modelo tarifário que vigiu até o advento da Lei 8631, de 1993, pressupunha a determinação das tarifas pelo critério de "serviço pelo custo", ou seja, a receita tarifária deveria atender aos custos incorridos para a prestação do serviço, acrescidos da garantia de remuneração do capital investido entre 10% e 12% ao ano. Portanto o setor trabalhava sob um regime de remuneração garantida. Nos termos da Lei 5655/71, a concessionária tinha direito a uma remuneração mínima de 10% e máxima de 12% sobre o capital investido (Ativo Imobilizado em Serviço).

A legislação vigente até 1993 estabeleceu que as diferenças entre a remuneração efetiva do concessionário e a garantia por lei seriam

registradas num item contábil específico, denominado Conta de Resultados a Compensar - CRC. A CRC constituía-se num crédito das concessionárias contra a União que, por várias razões, não estabelecia tarifas em níveis suficientes para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

Em termos gerais, estes foram os principais aspectos do modelo institucional e econômico-financeiro que caracterizou o setor elétrico brasileiro até o ano de 1993, quando o advento da Lei 8631 modificou diversos aspectos da vida econômica das concessionárias.

2.2. 1993: Desequalização das Tarifas e Filosofia Empresarial

A Lei 8.631, de 04/03/93, promoveu a desequalização tarifária e incorporou importantes alterações na gestão das empresas do setor elétrico voltadas, especialmente, ao estabelecimento de uma nova filosofia empresarial. Também extinguiu o regime de remuneração garantida, criou o Conselho de Consumidores e deu outras providências, sendo regulamentada pelo Decreto nº 774 de 18/03/93.

O efeito mais imediato da Lei 8631 foi a promoção de um amplo encontro de contas entre as dívidas das concessionárias e os valores acumulados de CRC, tomados como créditos das mesmas contra a União. Ficou estabelecida como condição básica para a realização desse "Encontro de Contas", a celebração de Contratos de Suprimento e intercâmbio de Energia Elétrica, entre as concessionárias.

As tarifas passaram a ser propostas pelos concessionários, trienalmente, para serem homologadas pelo DNAEE, podendo ser revistas quando fatores relevantes assim o exigirem. Nesse período, seriam reajustadas de acordo com fórmula paramétrica de cada concessionário. O objetivo era manter o reajuste dos preços atrelado tão somente à variação dos custos dos concessionários, inibindo os ganhos não acompanhados de melhoria da produtividade, bem como protegê-los das perdas alheias ao desempenho econômico-financeiro das empresas.

O DNAEE sinalizou que novos reajustes das tarifas deveriam necessariamente vir acompanhados de ganhos de produtividade, devendo as empresas buscar o equilíbrio operacional através de medidas de redução de custos. A Portaria DNAEE 698/93 criou diversos instrumentos de gerenciamento e controle do desempenho dos concessionários, que deveriam refletir as diretrizes, objetivos, estratégias, metas de curto, médio e longo prazos da empresa, objetivando o equilíbrio econômico-financeiro e o cumprimento da sua missão, e passaram a fazer parte integrante dos "Termo de

Compromisso” firmados pelas concessionárias com o Governo Federal através do DNAEE.

A partir da Lei nº 8631, o conceito de investimentos em programas de caráter social foi minimizado. Ficou claro que deveriam ser repensados pelos concessionários, governo e sociedade. Passou a ficar evidente que para a viabilização de projetos dessa natureza deveriam ser buscados recursos junto aos governos municipal, estadual e federal.

As concessionárias de energia elétrica passaram a implantar programas de qualidade total, com a finalidade de melhorar seus serviços e reduzir custos, e de cogestão, consubstanciando uma maior participação dos empregados na gestão dos negócios das concessionárias. Registraram-se algumas experiências de eleição de empregados para participar de reuniões da Diretoria Colegiada e do Conselho de Administração das Empresas.

Com todas as alterações do modelo institucional, o setor elétrico buscava bases sólidas para empreender uma transformação profunda em seu *modus operandi* pois, a partir da lei 8631, sua gestão vinculava necessariamente maiores compromissos com eficiência e resultados. Uma das faces mais visíveis desse novo status de gerenciamento empresarial, foi a melhoria dos resultados econômico-financeiros.

Essa análise foi confirmada por exaustivo levantamento efetuado pelo IPEA (1997), envolvendo todas as concessionárias de energia elétrica do Brasil, que constatou uma situação de excepcional solidez econômica, caracterizada por amplas margens de comercialização e pelo indicador de **endividamento de apenas 14,43%** sobre o total do ativo, considerando-se o total das concessionárias de eletricidade em dezembro de 1995. Decorrência disso foi a valorização das empresas do setor, despertando o interesse dos investidores como pode ser comprovado pela evolução do índice da Bovespa para o Setor elétrico, que revelou um crescimento sustentado dos papéis negociados em bolsa dessas empresas³.

Tudo isso demonstra que, em 1995, as concessionárias do setor elétrico disponham de uma sólida condição econômica, as tarifas encontravam-se bem posicionadas e garantiam a manutenção do setor elétrico em condições operativas com qualidade.

Essa nova condição empresarial lograda pelo setor elétrico já reunia atributos para uma renovação do modelo que envolvesse parceria nos investimentos e na gestão, dentro de uma perspectiva de atração do

³. Cf. IPEA (1997).

capital privado (como o logrado em parte por CEMIG e COPEL). O caminho tomado optou pela forma mais simples de privatização.

2.3. Após 1995: Liberalização Econômica e Regulação Por Incentivos. A Mudança na Sistemática Tarifária e as Responsabilidades. Legislação e Sistemática Tarifária Atual

A Lei de Concessões

A Lei nº 8.987, de 13.02.95, é denominada Lei de Concessões porque regulamentou o artigo 175 da Constituição, especificando um contrato de concessão obrigatório, com tarifa definida pelo menor preço a ser apurada em processo licitatório.

A Lei nº 8987 dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos (artigo 2, inciso II):

*“Concessão de serviço público: a delegação de sua prestação, feita pelo Poder Concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para o seu desempenho, **por sua conta e risco** e por prazo determinado.” (grifo nosso)*

Dispõe ainda sobre outros aspectos que devem ser considerados na regulação dos serviços:

“Capítulo II DO SERVIÇO ADEQUADO

Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

§ 2º A atualidade compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço.”⁴

São Direitos dos Usuários (**Capítulo III- Art. 7º**)

⁴. A experiência internacional considera como exigências mínimas de um serviço público: a) obrigação de nivelamento (princípio da universalização); b) obrigação de fornecimento; e c) igualdade de tratamento. Cf. FINON (1996), p. 228.

Art. 7º Sem prejuízo do disposto na Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, são direitos e obrigações dos usuários: (Alterado pela Lei nº 9.791 de 24 de março de 1999).

I - receber serviço adequado;

II - receber do poder concedente e da concessionária informações para a defesa de interesses individuais ou coletivos;

Os direitos e obrigações dos usuários envolvem a liberdade de escolha do prestador do serviço e o acesso a informações e possibilidades de alguma atuação na fiscalização. Embora não esteja definido o alcance e a forma desta atuação, cabe ao poder concedente estimular a formação de associações de usuários para a defesa de seus interesses.

Quanto às Tarifas (**Capítulo IV**)

Art. 9º A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato.

§ 2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.

§ 4º Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração.

Art. 10. Sempre que forem atendidas as condições do contrato, considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro.

Sobre a Licitação (**Capítulo V**):

Capítulo V DA LICITAÇÃO

Art. 15. No julgamento da licitação será considerado um dos seguintes critérios:

I – o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado; (Redação dada pela Lei 9.648, de 27-05-98)

II – a maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão; (Redação dada pela Lei 9.648, de 27-05-98).

...

Nas licitações e concessões de distribuição de energia elétrica prevaleceu o critério estabelecido no inciso II, sendo, porém, considerados como estabelecidos e inscritos nos editais e nos contratos de concessão, a estrutura e o nível tarifário existente.

Art. 18. O edital de licitação será elaborado pelo poder concedente, observados, no que couber, os critérios e as normas gerais da legislação própria sobre licitações e contratos e conterá, especialmente:

...

VII - os direitos e obrigações do poder concedente e da concessionária em relação a alterações e expansões a serem realizadas no futuro, para garantir a continuidade da prestação do serviço;

VIII - os critérios de reajuste e revisão da tarifa;

XIV - nos casos de concessão, a minuta do respectivo contrato, que conterà as cláusulas essenciais referidas no art. 23 desta Lei, quando aplicáveis;

Art. 22. É assegurada a qualquer pessoa a obtenção de certidão sobre atos, contratos, decisões ou pareceres relativos à licitação ou às próprias concessões. Sobre o Contrato de Concessão:

Capítulo VI DO CONTRATO DE CONCESSÃO

Art. 23. São cláusulas essenciais do contrato de concessão as relativas:

V - aos direitos, garantias e obrigações do poder concedente e da concessionária, inclusive os relacionados às **previsíveis necessidades de futura alteração e expansão do serviço** e conseqüente modernização, aperfeiçoamento e ampliação dos equipamentos e das instalações;

IX - aos casos de extinção da concessão;

Art. 25. **Incumbe à concessionária a execução do serviço concedido, cabendo-lhe responder por todos os prejuízos causados ao poder concedente, aos usuários ou a terceiros, sem que a fiscalização exercida pelo órgão competente exclua ou atenua essa responsabilidade.**

Capítulo VII DOS ENCARGOS DO PODER CONCEDENTE

Art. 29. Incumbe ao poder concedente:

I - regulamentar o serviço concedido e fiscalizar permanentemente a sua prestação;

II - aplicar as penalidades regulamentares e contratuais;

III - intervir na prestação do serviço, nos casos e condições previstos em lei;

IV - extinguir a concessão, nos casos previstos nesta Lei e na forma prevista no contrato;

Capítulo VIII DOS ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

Art. 31. Incumbe à concessionária:

I - prestar serviço adequado, na forma prevista nesta Lei, nas normas técnicas aplicáveis e no contrato;

...

IV - cumprir e fazer cumprir as normas do serviço e as cláusulas contratuais da concessão;

Capítulo IX DA INTERVENÇÃO

Art. 32. O poder concedente poderá intervir na concessão, com o fim de assegurar a adequação na prestação do serviço, bem como o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes.

A Lei de Concessões transferiu para os contratos de concessão as definições das regras de funcionamento dos serviços públicos a serem delegados, bem como as garantias dos seus usuários. Nesse sentido, transferiu e concentrou uma ampla gama de poderes nas mãos do Poder Executivo, que nem sempre tem os necessários poderes e instrumentos para formalizar as adequadas garantias ao consumidor desses serviços.

Portanto o poder concedente pode aplicar penalidades às concessionárias que não cumprirem suas obrigações contratuais, sendo prevista a intervenção administrativa e a extinção da concessão, inclusive pela encampação do serviço pelo interesse público e pela caducidade da concessão por serviço inadequado ou deficiente;

Nas licitações do setor elétrico foi considerada a proposta de maior pagamento pela concessão, absorvendo-se a estrutura tarifária vigente, que era considerada adequada. O valor ofertado pela concessão considerava esta estrutura, bem como os custos de operação e de garantia da confiabilidade. **A estrutura tarifária incorporada à concessão embutia o custo da confiabilidade.** Ademais, o pagamento ofertado pelos concorrentes na licitação tomava por base as tarifas vigentes e os custos das obrigações previstas.

Observa-se que, apesar de todo o prazo decorrido na tramitação da Lei das Concessões, sua redação final deixou algumas lacunas importantes, a tal ponto que para solução das mesmas foi necessária a atuação do Poder Executivo na elaboração e apresentação de uma MP que, reeditada por quatro vezes, transformou-se na Lei nº 9074.

A Lei nº 9074/95

Tratando especificamente do setor elétrico, esta Lei determinava normas para outorga e prorrogação das concessões e autorizações de serviços de energia elétrica e propunha a reestruturação do setor.

A Lei 9074 teve como motivação básica a prorrogação das concessões existentes, mas avançou na criação de mecanismos facilitadores da privatização dos serviços públicos, e no disciplinamento de várias matérias complementares e regras específicas para o setor elétrico, entre as quais:

Lei nº 9074
Capítulo I
DAS DISPOSIÇÕES INICIAIS

Art. 3º Na aplicação dos arts. 42, 43 e 44 da Lei nº 8.987, de 1995, serão observadas pelo poder concedente as seguintes determinações:

I - garantia da continuidade na prestação dos serviços públicos;

...

V - uso racional dos bens coletivos, inclusive os recursos naturais.

A Lei 9074 foi regulamentada pelo Decreto 2003 de 10.09.96, que enfatizou a normatização da geração de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor.

A **Lei nº 9427, de 26/12/1996**, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, dispõe:

Art. 2º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

IX - zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica; (Inciso acrescentado pela Lei nº 9.648/98);

Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:

I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

II - a responsabilidade da concessionária em realizar investimentos em obras e instalações que reverterão à União na extinção do contrato, garantida a indenização nos casos e condições previstos na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nesta Lei, de modo a assegurar a qualidade do serviço de energia elétrica;

Art. 16. Os contratos de concessão referidos no artigo anterior, ao detalhar a cláusula prevista no inciso V do art. 23 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, poderão prever o compromisso de investimento mínimo anual da concessionária destinado a atender a expansão do mercado e a ampliação e modernização das instalações vinculadas ao serviço.

A **Lei nº 9648, de 27/05/1998**, modifica normas para licitações e contratos da Administração Pública (inclui dispensas de licitação e situações de inexigibilidade, desde que justificadas), promove a reestruturação da ELETROBRÁS e dispõe sobre o Mercado Atacadista de Energia Elétrica- MAE e o ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico e, adicionalmente, dispõe:

“Art. 28. § 1º Em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, é igualmente facultado ao poder concedente alterar o regime de exploração, no todo ou em parte, para produção independente, inclusive quanto às condições de extinção da concessão ou autorização e de encampação das instalações, bem como da indenização porventura devida.

Esta condição de produtor independente passou a ser utilizada pelas empresas geradoras privatizadas e pelos concessionários de novas usinas em construção, fato que possibilita a que seus proprietários disponham da eletricidade da forma que lhes aprouver, sem compromissos com o serviço público de energia elétrica.

“Art. 12. Observado o disposto no art. 10, as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados, serão realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, instituído mediante Acordo de Mercado a ser firmado entre os interessados.

§ 1º Cabe à ANEEL definir as regras de participação no MAE, bem como os mecanismos de proteção aos consumidores.

§ 2º A compra e venda de energia elétrica que não for objeto de contrato bilateral, será realizada a preços determinados conforme as regras do Acordo de Mercado.

§ 3º O Acordo de Mercado, que será submetido à homologação da ANEEL, estabelecerá as regras comerciais e os critérios de rateio dos custos administrativos de suas atividades, bem assim a forma de solução das eventuais divergências entre os agentes integrantes, sem prejuízo da competência da ANEEL para dirimir os impasses.

Art. 13. As atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, serão executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, pessoa jurídica de direito privado, mediante autorização da ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores a que se referem os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995.

Parágrafo único. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas em contratos específicos celebrados com os agentes do setor elétrico, constituirão atribuições do Operador Nacional do Sistema Elétrico:

e) propor à ANEEL as ampliações das instalações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados;

Art. 14. Cabe ao poder concedente estabelecer a regulamentação do MAE, coordenar a assinatura do Acordo de Mercado pelos agentes, definir as regras da organização inicial do Operador Nacional do Sistema Elétrico e implementar os procedimentos necessários para o seu funcionamento.”

O Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648/98, e dá outras providências:

Capítulo II - DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 5º No caso de privatização de empresa federal detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica para fins de serviço público, o regime de exploração será alterado, no todo ou em parte, para o de produção independente, mediante as condições que serão estabelecidas no respectivo edital, previamente aprovado pela ANEEL.

§ 1º O disposto no caput deste artigo poderá ser aplicado, também, nos casos em que o titular da concessão ou autorização for empresa sob controle dos Estados, do Distrito Federal ou de Municípios, desde que as partes acordem quanto às regras estabelecidas.

ANEXO I - ESTRUTURA REGIMENTAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

CAPÍTULO I - DA NATUREZA E FINALIDADE

DA ESTRUTURA ORGANIZACIONAL

Seção I - Das Competências

Art. 4º À ANEEL compete:

XIV - fiscalizar a prestação dos serviços e instalações de energia elétrica e aplicar as penalidades regulamentares e contratuais;

XVI - estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta e indiretamente, pela sua boa qualidade, observado, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor;

CAPÍTULO III - DA REGULAÇÃO, DA FISCALIZAÇÃO E DA SOLUÇÃO DE DIVERGÊNCIAS

Seção I: Da Regulação

Art. 12. A ação regulatória da ANEEL, de acordo com as diretrizes e competências estabelecidas neste Anexo, visará primordialmente à:

I - definição de padrões de qualidade, custo, atendimento e segurança dos serviços e instalações de energia elétrica compatíveis com as necessidades regionais;

III - promoção do uso e da ampla oferta de energia elétrica de forma eficaz e eficiente, com foco na viabilidade técnica, econômica e ambiental das ações;

Parágrafo único. A ANEEL celebrará convênios de cooperação com a Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça e demais órgãos de proteção e defesa da ordem econômica, com o objetivo de harmonizar suas ações institucionais.

Art. 14. As ações de proteção e defesa do consumidor de energia elétrica serão realizadas pela ANEEL, observado, no que couber, o disposto no Código de Proteção e Defesa do Consumidor, aprovado pela Lei no 8.078, de 11 de setembro de 1990, na Lei no 8.987, de 1995, e no Decreto no 2.181, de 20 de março de 1997.

Parágrafo único. Objetivando o aperfeiçoamento de suas ações, a ANEEL articular-se-á com as entidades e os órgãos estatais e privados de proteção e defesa do consumidor.

Seção III - Da Solução de Divergências

Art. 18. A atuação da ANEEL para a finalidade prevista no inciso V do art. 3o da Lei no 9.427, de 1996, será exercida direta ou indiretamente, de forma a:

I - dirimir as divergências entre concessionários, permissionários, autorizados, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e os consumidores, inclusive ouvindo diretamente as partes envolvidas;

II - resolver os conflitos decorrentes da ação reguladora e fiscalizadora no âmbito dos serviços de energia elétrica, nos termos da legislação em vigor;

III - prevenir a ocorrência de divergências;

IV - proferir a decisão final, com força determinativa, em caso de não entendimento entre as partes envolvidas;

V - utilizar os casos mediados como subsídios para regulamentação.

A Lei nº 9.478, de 06/08/1997, dispôs sobre a política energética nacional, instituiu o Conselho Nacional de Política Energética e deu outras providências.

CAPÍTULO I - Dos Princípios e Objetivos da Política Energética Nacional

Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:

III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

VII - identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;

X - atrair investimentos na produção de energia;

CAPÍTULO II - Do Conselho Nacional de Política Energética

Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;

§ 1º Para o exercício de suas atribuições, o CNPE contará com o apoio técnico dos órgãos reguladores do setor energético.

2.4. Legislação e Sistemática Tarifária Atual

A atual regulação tarifária do setor elétrico é efetuada pela metodologia do *Preço Teto Incentivado*, derivada do modelo inglês de privatização. Seu objetivo, em tese, é o de reduzir os problemas da regulação pelo custo do serviço, através do estímulo ao aumento de produtividade e introdução de barreiras ao sobre-investimento.

O *Preço Teto (Price Cap)* refere-se ao sistema onde são inicialmente fixadas tarifas consideradas adequadas para a remuneração e amortização dos investimentos e para atender aos custos operacionais, que sofrerão dois tipos de correção: os **reajustes e as revisões**.

Os **reajustes** utilizam um índice de inflação, para preservação do valor real das tarifas. Os contratos de concessão estabelecem a periodicidade anual para o **reajuste** das tarifas, mas garantem que, eventualmente, ele poderá ocorrer períodos inferiores a 12 meses.

A **revisão tarifária** acontece ao fim de um período definido em contrato (tipicamente entre 4 e 7 anos) e procede à aplicação, pela agência reguladora, do fator **X**, a ser subtraído ou acrescido da fórmula de correção, equivalente aos ganhos de produtividade da empresa no período. Esse sistema visualiza incentivos à redução de custos para aumento da lucratividade da empresa, no período entre revisões, e um benefício aos clientes com a posterior redução das tarifas reais (nas revisões) devido ao fator X utilizado como redutor, que seria o ganho de produtividade da empresa neste mesmo período.

A fórmula de reajuste dos preços-teto inclui uma parcela denominada **RPI – X**, relativa à variação dos índices de preço do período entre reajustes (RPI, ou índice de correção de preços do varejo) e ao Fator X.

Inspirado nos privilégios outorgados aos titulares de patentes, como incentivo à inovação, os ganhos de eficiência e produtividade são adjudicados aos agentes por períodos pré-determinados.

Os novos contratos de concessão estabelecem, ainda, que:

*“Para fins de reajuste tarifário a receita da Concessionária será dividida em **duas parcelas**:*

- **Parcela A:** engloba os seguintes custos, tido como “**não administráveis** ou **não gerenciáveis**”: cota da Reserva Global de Reversão- RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; encargos da compensação financeira pela exploração de recursos hídricos; valores relativos à fiscalização dos serviços concedidos; compra de energia (grifo nosso); e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica para revenda.

- **Parcela B:** corresponde aos custos “**administráveis** ou **gerenciáveis**”, valor remanescente da receita da concessionária, excluído o ICMS, após a dedução da parcela A.

A fórmula para cálculo do índice de reajuste tarifário⁵ indexou a tarifa ao IGP-M, estrategicamente escolhido pois reflete os preços referidos ao mercado, **sem conexão direta com a estrutura de custos setoriais**. A justificativa de sua escolha era o fato de ser levantado por instituição independente do governo, livre de eventuais pressões políticas sendo mais confiável aos investidores.

⁵ $IRT = (VPA^1 + VPB^0 \times (IVI \pm X)) / RA^0$, onde:

IRT: Índice de Correção Tarifário. IVI: número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou de índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado. VPA e VPB são os valores das parcelas A e B, nos momentos (0)-Data de Referência Anterior e (1) - data do reajuste. RA⁰ é a receita anual da concessionária na Data de Referência Anterior, não incluindo o ICMS e X é o número índice definido pela ANEEL, a ser subtraído ou acrescido ao IVI. O fator “X” é aplicado apenas nas revisões tarifárias, conforme cada contrato de concessão (a periodicidade mais comum é de 5 em 5 anos). Condições contratuais, como mudanças nas tarifas de compra de energia, encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, ou ainda a criação ou extinção de tributos ou encargos legais (exceto IR) e a perda pela concessionária de qualquer de seus consumidores (que venham a tornar-se auto-produtores), também justificam a revisão tarifária.

A primeira revisão tarifária foi a da ESCELSA, em 1998. Foi posta à prova a virtude da regulação pelo preço teto incentivado: viabilizar o incremento da produtividade das empresas, induzindo a eficiência na gestão dos recursos humanos, tecnologia e contratos, permitindo, após um prazo suficiente de apropriação exclusiva pela empresa – o incentivo - que os ganhos sejam repartidos com os consumidores.

A prática revelou a realidade: a) mesmo tendo a empresa reduzido seu quadro de pessoal em 30%, a redução por produtividade foi de 3,4%, arbitrária e irrisória diante do conjunto de reajustes tarifários normais e extraordinários, muito superiores, concedidos na mesma época; b) a ANEEL, assessorada por consultores internacionais, não dispunha de metodologia clara e objetiva, nem de instrumentos e dados concretos e suficientes para monitorar e avaliar a produtividade.

Se houve incentivos e ganhos, ficaram quase que totalmente com os novos acionistas. Na prática, a questão da regulação tarifária continua impregnada de um forte conteúdo político, de disputa pela apropriação e extração de renda.

A determinação do **fator X**, no limite, reproduz os mesmos conflitos, entre empresa e consumidores, que ocorriam quando da regulação pelo custo do serviço: quais custos operacionais são apropriáveis, qual a base de capital adequada e qual a sua remuneração.

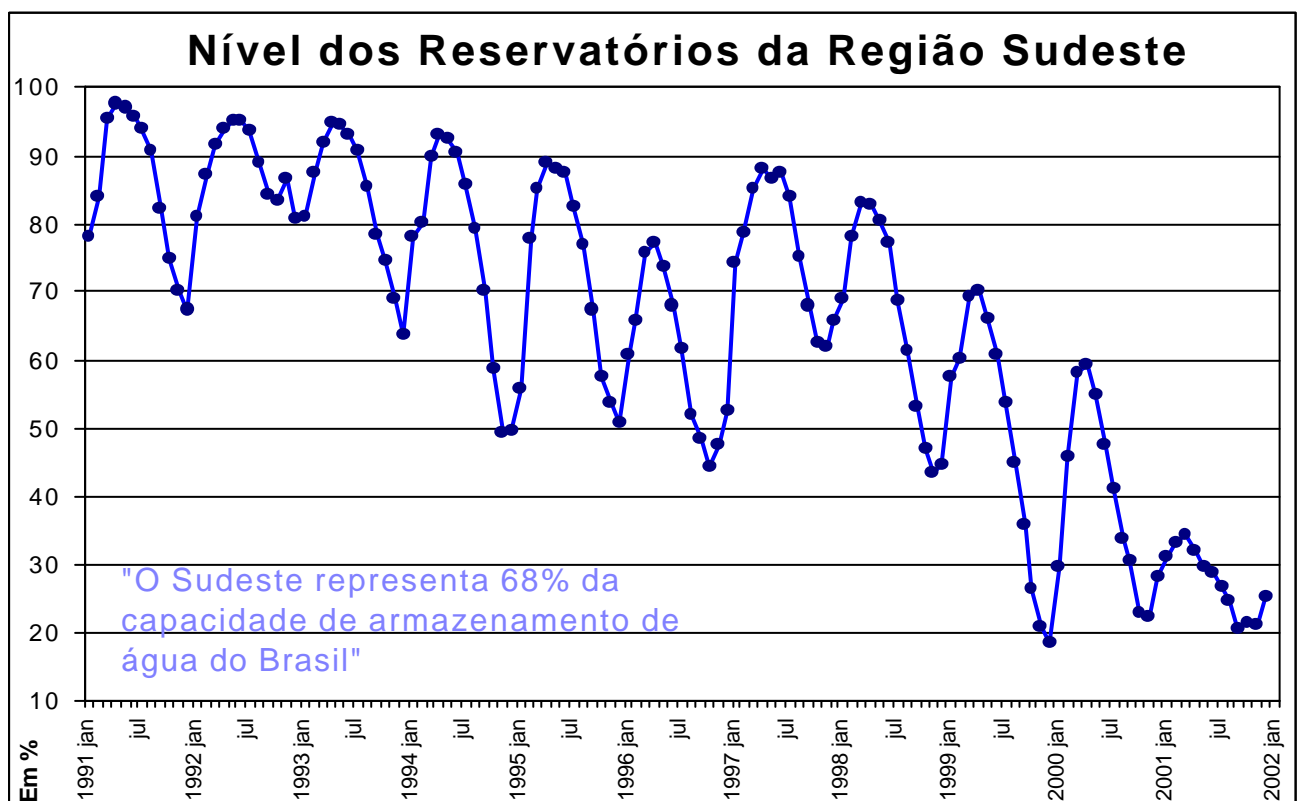
A situação se agrava pela assimetria de informações entre empresa e regulador, acentuada pela parca participação e controle por parte da sociedade e, pelos riscos de captura do regulador pela empresa.

3. O RACIONAMENTO E A LEGISLAÇÃO DE EMERGÊNCIA

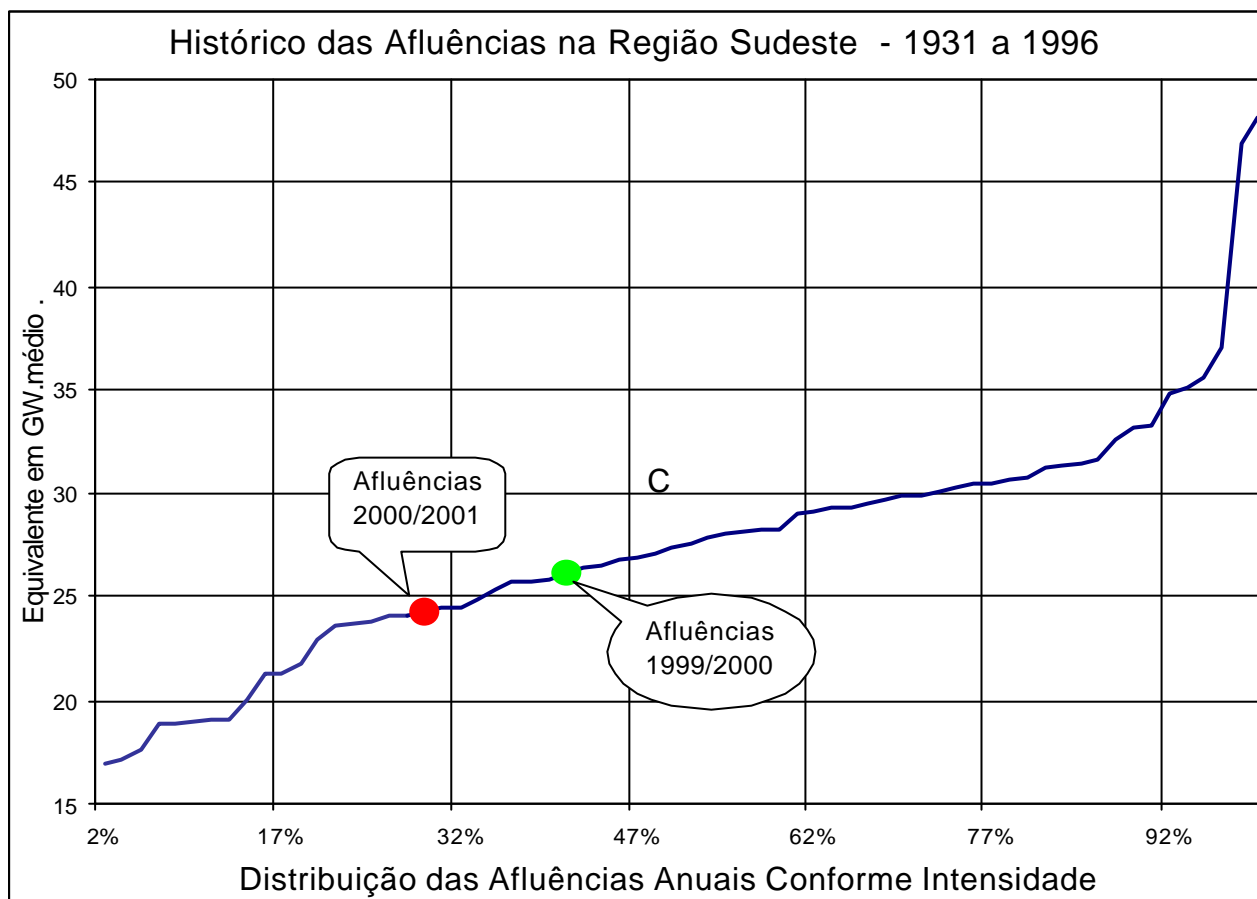
3.1. Razões do Racionamento

Após seis anos de hibernação dos investimentos em nova capacidade de geração e transmissão, a situação de crise e ameaça de racionamento se concretizaram, no início de 2001. Devido ao modelo e a condução das reformas, o setor energético voltou a ser, 50 anos depois, um importante gargalo ao crescimento do país. Para a sociedade, a energia mais cara é aquela indisponível, o déficit. Mais do que chuva, faltou política e ação para fazer cumprir a legislação, pelos agentes públicos e privados, na área de energia, no Brasil, especialmente nos últimos seis anos, deflagrando uma crise anunciada.

A falta de investimentos em geração e transmissão de energia elétrica é a causa da crise atual. De 1994 para cá, sistematicamente, ano após ano, retirou-se dos reservatórios das usinas mais água do que entrou com as chuvas. Com a progressiva insuficiência na capacidade de geração, para atender à demanda crescente, os estoques dos reservatórios hidroelétricos foram dilapidados. Concomitantemente foi perdida também sua função de dar segurança e de confiabilidade dos sistemas da geração de eletricidade, pela garantia de um "estoque" estratégico de energia, que historicamente sempre foi respeitada. Esse estoque, que nunca ficou abaixo de 44% do nível dos reservatórios, a partir de 1995 foi sendo continuamente consumido, até chegar ao patamar inédito de 19% em novembro de 1999 (vide Figura abaixo).



Tal situação, que mereceria providências imediatas, assistiu inerte ao advento do período chuvoso novembro/1999 a abril/2000) com o qual normalmente há uma recuperação dos níveis dos reservatórios, servindo ao pretexto do adiamento das providências para o 2º semestre do ano 2000. Todavia, uma inesperadamente elevada quantidade de precipitações nos meses de setembro e outubro de 2.000, postergou novamente tais decisões, sob a minimização da transparência quanto à crítica situação do setor, que foi afinal denunciada pelo fim do período chuvoso, em março/abril de 2001.



Fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema (Deck do Newave)

A Figura acima, que é de amplo conhecimento de todos os agentes atuantes no setor elétrico, demonstra que as chuvas ocorridas nos últimos anos estiveram absolutamente dentro das expectativas. Ele demonstra a possibilidade de geração de energia hidrelétrica que poderia ser produzida, em mil MW médios, a partir das afluências hídricas ocorridas nos últimos 66 anos. Tais dados referem-se ao Sudeste, posto que responsável por 68% da capacidade de reserva (acumulação) de água do país.

Flagrantemente, a operação do sistema hidro-térmico violou os incisos V e I do artigo 3º da Lei nº 9074 de 1995 que determina o “uso racional dos bens coletivos, inclusive os recursos naturais” e a “garantia da continuidade na prestação dos serviços públicos”.

O sistema elétrico é interligado através de um sistema de transmissão, sendo planejado e construído visando sua operação com risco de déficit inferior a 5%. Sua operação normalmente vinha fazendo com que os reservatórios estivessem praticamente cheios ao final do período de chuvas. O armazenamento de água funciona como um estoque regulador que serve para compensar as variações sazonais de cada ano, permitindo coordenar e integrar os regimes hidrológicos entre bacias e regiões e proporcionar segurança contra as variações pluri-anuais, garantindo a regularização.

Na região Sudeste, cujos reservatórios representam 68% da capacidade de armazenamento do País, até 1993 verificava-se mais de 95% da capacidade preenchida, em todos os anos ao final do período chuvoso. Em 2001, no final do período de chuvas, ficaram abaixo de 34%, resultado eloqüente do fracasso da implementação do novo modelo setorial.

No período 1991-2001 a demanda de energia cresceu em média 4,1% ao ano, enquanto a oferta cresceu apenas 3,3%. A defasagem entre oferta e demanda se acentuou a partir de 1995, superando os 10% acumulados na década. As chuvas dos dois últimos anos ficaram 12% e 5% abaixo da média histórica, oscilações que seriam perfeitamente gerenciáveis caso a operação do sistema hidráulico fosse feita de acordo com os fundamentos para os quais ele foi projetado e construído. E ressaltando-se: cujos custos de construção e operação eram adequadamente refletidos pelas tarifas pagas pelos consumidores.

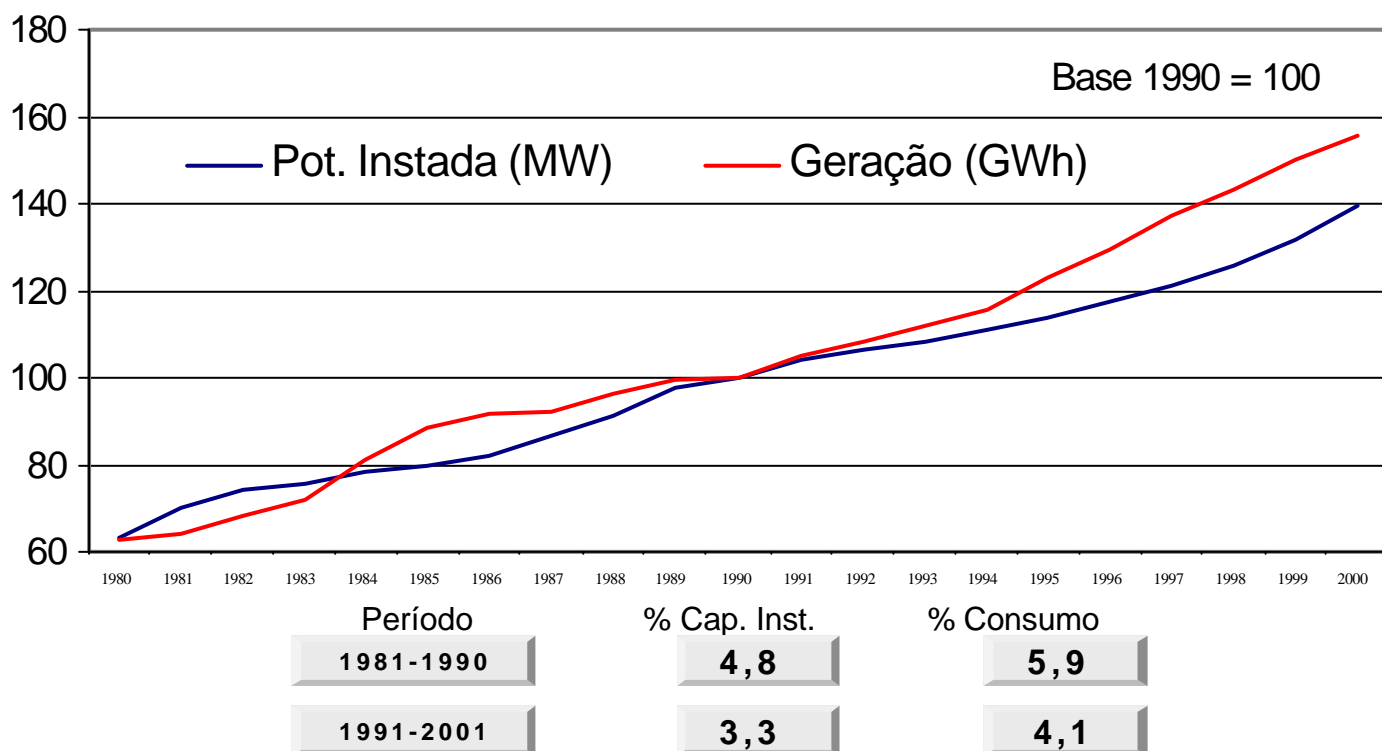


Figura – Capacidade Instalada x Consumo
 Fonte: SIESE, ELETROBRÁS

A questão é clara: faltou expansão. Os reservatórios não se expandiram devido à falta de investimento em produção de energia (usinas): de 1991 a 2000 o consumo de eletricidade cresceu 4,1% anuais e a capacidade de produção 3,3% anuais (Gráfico acima). Ademais, devido às pouquíssimas usinas hidrelétricas iniciadas nesse período, apenas 4,7mil MW estão previstos para entrar em operação no quadriênio 2003-2006 (cf. Plano Decenal de Expansão 2000/2009), o que representa um acréscimo médio de cerca de **apenas 1,5% /ano** à capacidade instalada do país. Portanto, após superado este período de racionamento (2001/2002), **não está equacionada** a problemática da expansão para os anos seguintes.

O mesmo descompasso ocorreu com a transmissão, como ficou evidente no "blackout" de 1999. No fim de 2000 e início de 2001, a água em excesso vertida em Itaipu poderia ter aliviado a crise, pois teria possibilitado uma economia de água nos demais reservatórios do Sudeste, o que foi inviabilizado devido à 3ª linha de Itaipu que ainda não está concluída. A linha de transmissão de 1GW da Argentina também não foi usada devidamente por falta de capacidade de transporte (transmissão) de eletricidade do Sul ao Sudeste.

Há elevado grau de desinformação quanto à capacidade de investir das geradoras estatais. Conforme apontado no item 2.2 o setor havia registrado evidente melhoria de suas condições econômico-financeiras desde a lei de desqualização tarifária de 1993. O atual nível de endividamento destas empresas, da ordem de 20% do ativo total, pode ser elevado até índices da ordem de 50% (dívida/ativo total), como se verifica em empresas similares no exterior, o que representaria poderoso instrumento de alavancagem financeira para novos investimentos, gerando para o país os necessários investimentos, emprego e renda.

3.2. As Perdas do Consumidor de Energia Elétrica

Os resultados mais eloqüentes da implantação do novo modelo são a redução da confiabilidade e da qualidade dos serviços de energia elétrica - com ameaça permanente de racionamento - e a explosão das tarifas.

O sistema elétrico já causava prejuízos ao consumidor mesmo antes do racionamento. A contínua e lenta deterioração da margem de segurança já constituía, por si só, uma quebra de contrato com o consumidor, pois a tarifa cobrada é calculada para permitir investimentos que mantenham a segurança e confiabilidade em níveis muito acima dos atualmente verificados.

Enquanto o parque gerador não for suficientemente ampliado, pode-se prever que nos próximos anos toda a água disponível continuará sendo utilizada para a geração elétrica, sob condições hidrológicas normais. Em condições desfavoráveis, a ameaça de racionamento estará sempre presente. Somente condições muito favoráveis, com chuvas acima da média, ou a ampliação da geração térmica, em patamares superiores aos recomendados pela otimização, ou a importação de eletricidade, ou uma improvável redução substancial da demanda, ou uma combinação destes fatores, permitirão, em médio prazo, a recuperação dos níveis históricos do armazenamento dos reservatórios, devolvendo confiabilidade e segurança à capacidade de geração elétrica no País. O mais provável é que a **ameaça de desabastecimento acompanhe o País nos próximos anos**, criando obstáculos indesejáveis ao crescimento econômico e ao bem estar da população. Além disto, a insistência na implementação de um modelo competitivo na geração de eletricidade em condições de restrição grave da oferta é uma ameaça à população e ao setor produtivo, que pagarão o preço da especulação.

Quanto à evolução dos preços dos serviços, os consumidores residenciais foram os mais atingidos pelo aumento médio das tarifas de energia elétrica ocorrido no Brasil após 1995. No aumento ocorrido em novembro de 1995, diferentemente dos demais setores, o setor residencial nominalmente não teve índices significativos, mas por mudanças de enquadramento e redução de subsídios e da progressividade nos descontos da tarifas, acabou arcando com aumentos substanciais nas contas de energia elétrica, devido a:

- mudança dos critérios de enquadramento dos beneficiários de tarifas sociais, com redução do limite superior para desconto;
- remoção da progressividade na concessão dos descontos, para consumos superiores ao limite de desconto;
- redução do nível de desconto por classe de consumo residencial

O impacto da mudança de sistemática foi desigual para os diferentes extratos de consumo, afetando mais aqueles que consumiam até 30 kWh e aqueles cujo consumo situava-se imediatamente acima do (novo) limite superior de consumo, pela **perda total** dos descontos.

Informações da **ANEEL** confirmam que as tarifas residenciais de eletricidade têm absorvido o maior ônus da "reforma". A tarifa média residencial de 2001 (período janeiro a setembro) foi majorada em **131,5%** em relação aos preços médios praticados em 1995. Este incremento foi maior do que o dobro da inflação acumulada no período, aferida pelo IPC/FIPE (Índice de Preços ao Consumidor calculado pela Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas), que nesse período

acumulou **47,2%**. Os demais consumidores também tiveram aumentos acima da inflação, entre 25% e 30%, desde o início das privatizações em 1995.

**BRASIL – Evolução das Tarifas Médias de Eletricidade
1995 a 2001**

Classe de Consumo	1995	1996	1997	1998	1999	2000	jan/set 2001	Var % 95 a 2001
Residencial	76,26	103,63	119,8	126,19	139,19	158,84	176,53	131,5%
Industrial	43,59	50,45	54,61	56,54	63,08	71,09	80,28	84,2%
Comercial	85,44	99,62	107,99	111,6	121,62	136,87	152,27	78,2%
Rural	55,19	62,21	67,27	69,25	75,47	85,34	94,97	72,1%
Poderees Públicos	84,07	98,34	106,1	109,77	119,5	136,09	149,81	78,2%
Iluminação Pública	51,59	60,31	65,31	68,53	75,49	85,81	93,91	82,0%
Serviço Público	50,45	57,47	62,65	64,99	70,57	79,51	88,09	74,6%
Consumo Próprio	69,59	65,92	69,5	70,76	85,83	80,17	79,58	14,4%
TARIFA MÉDIA	59,58	74,47	82,17	86,59	95,95	108,53	120,57	102,4%

Fonte: ANEEL. Valores Nominiais em R\$/MWh

A evolução da tarifa média setorial denota aumento significativo em 1995, dos preços de fornecimento (das distribuidoras aos consumidores), fazendo com que as estas, atualmente na maior parte privatizadas, passassem a auferir fração recorde da receita do setor. A Tabela abaixo demonstra a vantagem comparativa que tinham as tarifas brasileiras em 1991.

Segundo dados do **IBGE** - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, os gastos com energia elétrica incidem com maior gravidade nas famílias situadas na faixa de menor rendimento domiciliar, representando, em 1996, 4,23% da renda da classe "Até 2 Salários Mínimos". A evolução deste indicador, para os anos seguintes, merece ser acompanhada com extrema atenção, pois as etapas seguintes da reforma elétrica tenderam a agravar esta extração de renda das camadas mais desfavorecidas da população.

A decomposição da eletricidade residencial por faixas de consumo denota a perversidade do perfil dos aumentos, que agravaram pesadamente as menores "contas de luz". A gravidade dessa situação motivou uma Ação Pública, que foi movida já em 1999 pelo **IDEC** (Instituto de Defesa do Consumidor) de São Paulo, o que não impediu que as tarifas continuassem sendo elevadas acima da inflação em 2000 e 2001.

No período junho de 1994 a novembro de 2001, para uma inflação de 98,7% (segundo o IPC/FIPE), foram os seguintes os reajustes das contas residenciais:

AUMENTOS RESIDENCIAIS DA ELETRICIDADE Junho 1994 a Novembro 2001

Faixas de Consumo	Para Consumidores que Permanecem na Classificação "Baixa Renda"	Para Consumidores que Perderam a condição de "Baixa Renda"
(a) Até 30 kWh	308,6%	1.067,4%
(b) De 31 a 100 kWh	194,0%	389,9%
(c) De 101 a 200 kWh *	159,9%	188,7%

Obs.: Valores da LIGHT/RJ; Aumento de 120,7% para consumos acima de 200 kWh.

Observe-se que há diversos movimentos no sentido de dificultar o enquadramento dos consumidores na condição de "Baixa Renda". A ELETROPAULO/SP obteve sentença judicial favorável a uma forte redução dos clientes enquadrados nessa condição. No caso da LIGHT/RJ a faixa "c" da tabela foi reduzida para "De 101 a 140 kWh" restringindo a quantidade de consumidores beneficiados. Com esta medida os consumos de 140 a 200 kWh tiveram suas contas aumentadas, no período, em 188,7% (cf. tabela acima).

Com a possibilidade de duplicação dos preços da geração de energia elétrica, em decorrência da introdução da competição, os impactos tarifários do novo modelo se traduzirão no aumento da transferência de renda dos setores produtivos e residencial para os novos controladores das empresas elétricas, com reflexos sobre o bem-estar, competitividade sistêmica da economia e nível de emprego. Registre-se as atuais tarifas de suprimento (preços da energia vendida "no atacado", das geradoras para as distribuidoras), ainda são competitivas, da ordem de 42,05R\$/MWh (média do ano 2000, incluindo a energia de Itaipu e o transporte).

O racionamento no setor residencial ameaçou com o corte do consumo muitas residências com baixo consumo, de 100 a 200 kWh por mês. Nestas casas o que conta é geladeira, água quente e iluminação. O acesso a lâmpadas eficientes é limitado pelo poder aquisitivo desta faixa de consumo. A possibilidade de criação de um programa de fornecimento destas lâmpadas não recebeu o necessário empenho das autoridades que optaram por preservar as Distribuidoras destes dispêndios "inconvenientes" apesar de serem co-responsáveis pelos serviços.

Apesar da elogiável colaboração da população para controlar o consumo de eletricidade, constatou-se uma postura punitiva do governo, que de culpado se avocou papel de juiz enquanto o consumidor, que é a real vítima, passou a réu, ameaçado com cortes e aumento da conta. Apesar de pagar o suficiente para ter energia garantida, consumidor está tendo

de pagar mais por um produto contratado que perdeu qualidade e ainda sofrer ameaças como a ter a luz cortada por 3 ou 6 dias, como punição.

Portanto o plano emergencial divulgado em julho de 2001 pelo governo jogou todo o custo da crise sobre os consumidores, dando vantagens enormes aos grupos investidores do setor elétrico, como a socialização do risco cambial e outros benefícios vinculados à construção das usinas termoelétricas. Outra concessão governamental foi determinar o aumento do valor normativo da geração, o que implicará novos aumentos de tarifa, já alta. A lógica é tornar os preços da eletricidade mais atrativos para o capital privado, não obstante inexistam exigências quanto à contrapartida de investimentos privados, suficientes para garantir a qualidade e confiabilidade.

Sob uma ótica global, as reformas brasileiras – incluída a reforma elétrica – resultaram em constrangimentos à base econômica do país, entre os quais: ampliação das remessas de lucros e royalties, déficit estrutural das contas externas, explosão da dívida pública, esvaziamento das políticas energéticas e do planejamento integrado de recursos, incertezas quanto à expansão dos serviços públicos e da infra-estrutura, tendência altista de preços e tarifas, esterilização da tecnologia nacional, reduções direta e indireta do emprego, redução da produção de bens de capital e degradação da base econômica interna para o crescimento.

O contexto macroeconômico revela que a década da abertura (anos 90), resultou nas piores taxas de crescimento do PIB do século XX no Brasil. As reformas econômicas implicaram em uma explosão da Dívida Líquida do Setor Público, que aumentou de R\$153,2 bilhões (31/12/1994) para R\$733,4 bilhões (30/09/2001), devido à política de juros elevados (benevolente com os investidores/especuladores), sendo pífios os efeitos da privatização na sua redução, da ordem de R\$60 bilhões (já computados nos valores acima). Além disso, as reformas conduziram à desnacionalização de empresas, tanto privadas quanto estatais, decorrendo aumento significativo de remessa de juros e dividendos ao exterior, forjando uma enorme dependência externa⁶, na qual o Brasil, para equilibrar suas contas externas, foi obrigado a manter elevadíssimas taxas de juros que, adicionadas às privatizações e desnacionalizações, serviam à atração de capitais externos.

⁶. O déficit externo (denominado déficit em transações correntes) mede a dependência do Brasil em relação aos capitais estrangeiros. É composto pela soma do resultado da Balança Comercial (exportações menos importações), da conta de serviços (juros, viagens internacionais e fretes, entre outros) e das transferências unilaterais (que são recursos enviados ao país por residentes no exterior e vice-versa). Este déficit tem sido compensado pelo investimento direto externo (IDE). Como 79% do IDE tem sido direcionado à área de infra-estrutura, que não gera bens e serviços exportáveis, diretamente, há uma tendência nítida de agravamento da situação, à medida em que desnacionalizações e privatizações continuem.

4. RESPONSABILIDADES PELA CRISE ELÉTRICA

Os dados que documentam a gradativa deterioração das condições operativas do setor elétrico são evidentes e estão disponíveis nos diversos órgãos técnicos, tais como o INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia), o ONS (Operador Nacional do Sistema), ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras), dentre outros.

Parece-nos que é suficiente reproduzir algumas conclusões do Relatório oficial elaborado pela Comissão criada por Decreto Presidencial, que documenta, entre outros aspectos, como *“A hidrologia adversa, por si só, não teria sido suficiente para causar a crise”*.

4.1. O Relatório Oficial Sobre as Causas do Racionamento

(1) O Relatório oficial do Governo Federal, que foi elaborado pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, criada por Decreto do Presidente da República, em 22 de maio de 2001, e publicado na página 4 da seção 1 do Diário Oficial n.º 99-E, de 23 de maio de 2001. Coordenada pelo Diretor Geral da ANA – Agência Nacional de Águas, Jerson Kelman, tinha como objetivo avaliar a política de produção energética e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia.

São conclusões do relatório:

“ 9. A hidrologia desfavorável precipitou uma crise que só poderia ocorrer, com a severidade que ocorreu, devido à interveniência de outros fatores. A hidrologia adversa, por si só, não teria sido suficiente para causar a crise.”

2. O sistema hidrelétrico brasileiro é projetado para atender o consumo de energia na hipótese de ocorrência de períodos hidrológicos secos por vários anos consecutivos (Anexo A).

4. Na realidade, a probabilidade de déficit energético para o ano 2000 poderia ter sido estimada, em novembro de 1999, em cerca de 14%, valor muito superior ao adotado tradicionalmente pelo Setor Elétrico, de 5%. Essa vulnerabilidade poderia ter deflagrado medidas preventivas, pelo MME, já em novembro de 1999.

16. Antes de 1998, a expansão da geração obedecia a uma lógica de planejamento centralizado. A oferta de energia deveria ser continuamente aumentada para acompanhar o crescimento da demanda energética, basicamente através de investimentos das

empresas estatais, com o objetivo de manter em até 5% a probabilidade de algum racionamento, em cada ano.

23. Na transição para o novo modelo, a ampliação da capacidade de geração deixou de ser uma responsabilidade das empresas geradoras que seguiam um planejamento centralizado, procurando manter o risco de algum racionamento em até 5%. A expansão da oferta energética passaria a ser efetuada a partir da iniciativa das empresas distribuidoras, que teriam interesse em contratar energia a longo prazo por intermédio de PPA's para atender à demanda energética crescente de seus consumidores.

40. A Comissão entende que tem havido ambigüidade no uso dos conceitos de risco e profundidade de racionamento. Em diversos relatórios do ONS há referências à probabilidade de 5% de racionamento acima de 5% da carga, quando o critério tradicionalmente utilizado pelo Setor é de probabilidade de até 5% para qualquer racionamento. Além disto não tem havido divulgação sistemática do risco de racionamentos mais severos, por exemplo, superiores a 10 ou 20% da carga. Finalmente, tem faltado a tradução em termos de impacto econômico desses diversos índices de risco e profundidade de déficit. A função de custo de déficit que deveria exercer esse papel não foi calculada com base em fundamentos econômicos (Anexo I do Relatório). "

obs.: (os sublinhados são nossos)

4.2. Documentos Oficiais do Setor

(2) Informações oficiais do setor para a Região Sudeste/Centro-Oeste (www.ons.org.br e ONS/Newave/Deck) registram que as chuvas do ano hidrológico abril2000/março2001 situaram-no apenas como o 18º pior ano da série, ficando cerca de 12% abaixo da média histórica de 66 anos (1931 a 1996). Comparado este ano (2000/01), tido como causa do esvaziamento dos reservatórios do Sudeste, com a seca dos anos 50, nada menos que **5 anos foram piores e 1 igual**: 1949, 1952, 1953, 1954 e 1955 ficaram na média **30% abaixo da média histórica** citada; o ano de 1951 foi semelhante ao citado 2000/01 (conforme Figura à pág. 23).

(3) O PDE - Plano Decenal de Expansão 2000/2009, que consolida informações de todas as concessionárias do país e foi elaborado com dados até novembro /99 (publicado no início do ano 2000) **já registrava** claramente o problema:

*“Observa-se, no período 2000/2003, que os custos marginais anuais de operação **superam o critério de planejamento** ... Esta situação se deve ao fato de que **não há mais tempo para expandir a oferta de energia elétrica** de tal forma que sejam atendidos os critérios de planejamento e também os níveis iniciais dos reservatórios.” (PDE, pág. 100).*

4.3. Lançamento do Programa Emergencial

(4) Tanto não era novidade a grave deterioração das condições operativas do setor elétrico que, no início de 2000 foi lançado o **PPT** - Programa Prioritário das Termelétricas (Decreto nº 3371 de **24/02/2000** e Portaria MME nº 43 de 25/02/00). A opção hidrelétrica continuava secundarizada pelos agentes e autoridades do setor elétrico. O mesmo passava a acontecer com o principal pressuposto da reforma elétrica, o de que os investimentos **seriam realizados pelos agentes privados**, dentro do livre jogo das forças do mercado.

Essa forte intervenção governamental constituía uma evidência do fracasso do modelo em implantação no setor elétrico. Se, como propugnado, o modelo de mercado funcionasse, não seria necessária nenhuma intervenção deste porte por parte do governo. Desconsiderando totalmente aspectos técnicos e o papel complementar das termelétricas em um sistema de base hidrelétrica, o plano fracassaria totalmente, não fosse a atuação proativa da PETROBRÁS, estatal. Das 49 usinas inicialmente previstas apenas 15 tiveram efetivo andamento, das quais 13 por iniciativa da Petrobrás.

4.4. Eventos Públicos

(5) Em junho de 2000 o Congresso Nacional realizou amplo seminário com o título “O Colapso Energético e As Alternativas Futuras” no qual foram amplamente debatidos com autoridades e com técnicos do ONS os problemas já identificados quanto à deterioração da qualidade e da confiabilidade do sistema elétrico (basta referir o título do seminário).

Face à receptividade do evento e da importância do tema o seminário foi reproduzido, **com o mesmo título**, em outras oportunidades, da qual pode-se destacar um amplo Seminário realizado em novembro de 2000 na Assembléia Legislativa do Estado de São Paulo.

4.5. Papéis dos Agentes

(6) As empresas distribuidoras, monopolistas, podem se auto-suprir - através de geração própria de eletricidade - em até 30% de seu mercado cativo. Esta condição do novo modelo elétrico estabeleceu uma responsabilidade difusa sobre a garantia de suprimento, entre todos os agentes, sejam eles geradores ou distribuidores. Não há, portanto, distribuidoras "puras" no sistema brasileiro, pois **todas as Distribuidoras podem ser também geradoras**. Considerando que a situação da deterioração da garantia do suprimento era evidente e denunciada em diversos relatórios do ONS, e dado que todas as empresas têm acesso às informações e decisões, sendo portanto co-responsáveis pelas estratégias adotadas, não há lógica em argumentar que o problema se deu apenas nas geradoras.

(7) O déficit de capacidade instalada e a insuficiência de investimentos em novas usinas – hidro e termoelétricas - e em linhas de transmissão, acentuado nos últimos anos, era do conhecimento das empresas concessionárias, incluindo as empresas privatizadas que preferiram, junto com as autoridades do setor elétrico, apostar que os próximos períodos chuvosos recuperariam os níveis dos reservatórios, mascarando a real situação, possivelmente até na expectativa de se aproveitar das oportunidades de negócios que tal situação proporcionaria.

As concessionárias Distribuidoras, como responsáveis pelo fornecimento de eletricidade aos consumidores finais, têm por obrigação legal estipulada nos contratos de concessão o gerenciamento de seus contratos, ajustando-os, complementando-os e mesmo investindo em geração própria de energia, conforme permite a legislação.

(8) O governo protelou ao máximo o reconhecimento da crise, a pretexto de uma aposta em chuvas melhores, para não sofrer desgaste político em momentos inoportunos. Medidas de estímulo ao uso racional e eficiente, acrescidas de racionamento, deveriam ser adotadas, pelo menos no início de 2000 quando houve o reconhecimento de problemas sistêmicos. Como não foi essa a opção, deveriam ser efetivadas pelo menos no final de 2000 ou no início de 2001 e não em junho, pois seriam mais brandas e menos arriscadas. Com maior antecipação, favoreceriam à racionalidade e permitiriam, por exemplo, a produção de local de equipamentos e lâmpadas eficientes. Há sempre custos imprevisíveis em se apostar na tentativa e erro e em soluções de curto prazo que não desfavoreçam aos agentes econômicos.

(9) A atuação dos agentes concretamente abandonou o histórico e bem estruturado sistema de planejamento da expansão. O sistema brasileiro possui grandes reservatórios em bacias com regimes hídricos distintos e foi construído sob a lógica de que deveria prevalecer tecnicamente a lógica de gestão integrada, de longo prazo, do estoque de água armazenada. Ao contrário dos países com predominância termoelétrica, a atual operação do nosso sistema tem implicações relevantes nas suas condições futuras (longo prazo), e portanto deve levar em conta a possibilidade de situações de desequilíbrios futuros.

No Brasil, os cenários futuros devem ser considerados na operação presente. Como a capacidade instalada brasileira cresceu 33% entre 1990 e 2000 contra o crescimento de 49% do consumo, estava evidenciada de maneira insofismável a deterioração da garantia de energia. Essa garantia foi dilapidada pelo déficit de investimentos de geração, mas também pelo abandono de importantes e estratégicos projetos de troncos de transmissão que reforçariam a interligação das regiões sul, sudeste e norte. Ao contrário dos sistemas termelétricos, a transmissão no Brasil é capaz de influir não apenas na confiabilidade mas também na quantidade de energia ofertada.

(10) Há preocupações sobre a capacidade das Agências Reguladoras e das penalidades previstas serem suficientes para evitar o descumprimento dos padrões de qualidade dos serviços. A ANEEL mostra a qualidade da LIGHT/RJ melhorando ano a ano; não obstante uma pesquisa realizada pela FIRJAN (Federação das Indústrias do Rio de Janeiro) mostra um nível inédito de queixas de consumidores industriais quanto ao fornecimento de eletricidade; e uma decuplicação das queixas de consumidores junto ao PROCON/RJ.

5. SOBRE AS PRETENDIDAS COMPENSAÇÕES ÀS CONCESSIONÁRIAS

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) informou que haverá cinco resoluções que determinam as regras de repasse de custos das distribuidoras de energia elétrica para as tarifas públicas. A iniciativa atende a determinações expressas na Medida Provisória 2.227/01 e à Portaria Interministerial 296, editada em outubro deste ano pelos ministérios das Minas e Energia e da Fazenda.

Sobre a prevista compensação às concessionárias, apresenta-se considerações sob os seguintes enfoques:

5.1. Enfoque Técnico

A Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, criada por Decreto do Presidente da República, em 22 de maio de 2001, Coordenada pelo Diretor Geral da ANA – Agência Nacional de Águas, Jerson Kelman, tinha como objetivo avaliar a política de produção energética e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia. Algumas de suas conclusões são:

“ 16. Antes de 1998, a expansão da geração obedecia a uma lógica de planejamento centralizado. A oferta de energia deveria ser continuamente aumentada para acompanhar o crescimento da demanda energética, basicamente através de investimentos das empresas estatais, com o objetivo de manter em até 5% a probabilidade de algum racionamento, em cada ano.

23. Na transição para o novo modelo, a ampliação da capacidade de geração deixou de ser uma responsabilidade das empresas geradoras que seguiam um planejamento centralizado, procurando manter o risco de algum racionamento em até 5%. A expansão da oferta energética passaria a ser efetuada a partir da iniciativa das empresas distribuidoras, que teriam interesse em contratar energia a longo prazo por intermédio de PPA´s para atender à demanda energética crescente de seus consumidores. ”

Quanto a Previsibilidade

Destarte, é do conhecimento geral dos técnicos do setor, que o sistema elétrico historicamente trabalhou considerando a possibilidade de déficit em até 5%; desta forma, pode se concluir que **a situação de racionamento sempre foi admitida e previsível.**

A gravidade do racionamento que o país enfrenta decorre de que, na verdade, pelo menos desde 1999 **o risco** que estava sendo incorrido **era muito maior do que os 5 % admissíveis**.

Observe-se outros trechos do relatório:

“ 40. A Comissão entende que tem havido ambigüidade no uso dos conceitos de risco e profundidade de racionamento. Em diversos relatórios do ONS há referências à probabilidade de 5% de racionamento acima de 5% da carga, quando o critério tradicionalmente utilizado pelo Setor é de probabilidade de até 5% para qualquer racionamento. Além disto não tem havido divulgação sistemática do risco de racionamentos mais severos, por exemplo, superiores a 10 ou 20% da carga. Finalmente, tem faltado a tradução em termos de impacto econômico desses diversos índices de risco e profundidade de déficit. A função de custo de déficit que deveria exercer esse papel não foi calculada com base em fundamentos econômicos (Anexo I). ”

O organismo ONS foi criado em 1998, com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar a rede básica de transmissão de energia em nosso país. Constitui-se como entidade jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos, tendo como seus membros os agentes de geração com usinas despachadas centralizadamente, agentes de transmissão, agentes de distribuição e consumidores livres, além da participação do Ministério de Minas e de Energia e dos Conselhos dos Consumidores.

Quem opera e detém todas as informações do sistema elétrico é o ONS, uma entidade privada cujos gestores são todas as empresas de energia.

Não é concebível, portanto, que as empresas de energia não estivessem sabendo do que ocorria com os reservatórios e o sistema elétrico. Desde a criação do ONS, ademais, todas as informações e comportamento do sistema elétrico tem sido disponibilizados no site (www.ons.com.br).

Destacam-se outros aspectos do citado relatório oficial:

“ 2. O sistema hidrelétrico brasileiro é projetado para atender o consumo de energia na hipótese de ocorrência de períodos hidrológicos secos por vários anos consecutivos (Anexo A). Se o sistema estiver “equilibrado” somente secas excepcionais resultam em problemas de suprimento. Quando “desequilibrado”, o sistema passa a depender de ocorrência de condições hidrológicas favoráveis.

*4. Na realidade, a probabilidade de déficit energético para o ano 2000 poderia ter sido estimada, em novembro de 1999, em cerca de 14%, valor muito superior ao adotado tradicionalmente pelo Setor Elétrico, de 5%. Essa vulnerabilidade poderia ter **deflagrado medidas preventivas, pelo MME, já em novembro de 1999.** "*

No ano de 2000 não tivemos racionamento muito embora os especialistas do setor indicassem que o risco encontrava-se muito acima do aceitável. Destaque-se que, em novembro de 1999, pelos dados então disponíveis e pelas metodologias consagradas, sabia-se que o risco de déficit em 2000 era de 14%.

A situação em novembro de 1999 na verdade era mais crítica do que a situação um ano depois:

" 5. Caso as condições hidrológicas verificadas em 2001 tivessem ocorrido em 2000, teria sido deflagrado um racionamento, em 2000, mais severo do que o País enfrenta atualmente.

6. A condição de armazenamento do sistema, em novembro de 1999, era excepcionalmente desfavorável devido ao desequilíbrio do sistema (tema a ser examinado mais adiante), que resultou em uso excessivo da água armazenada nos reservatórios. Caso a energia armazenada em novembro de 1999 fosse superior a 70% da energia armazenada máxima, que é um valor típico para um sistema equilibrado, um novo gráfico mostraria que nenhuma das evoluções teria implicado em déficit energético. "

Mais uma vez, ficava demonstrado que **a situação do racionamento era previsível !**

Seria a seca deste ano excepcional e com índices pluviométricos tão baixos, determinando volumes de água aquém daqueles que o sistema considerou em seu dimensionamento como vazões "firmes" dos rios?

O relatório oficial do Governo diz que não !

O Relatório oficial afirma que a atual seca é a quarta pior de uma série histórica de setenta anos, sob a ótica de garantia da vazão firme. Mesmo para a região Nordeste, a hidrologia adversa não explica a severidade do racionamento. E no final do item 9 ainda conclui:

*" A hidrologia desfavorável precipitou uma crise que só poderia ocorrer, com a severidade que ocorreu, devido à interveniência de outros fatores. **A hidrologia adversa, por si só, não teria sido suficiente para causar a crise.** "*

A evolução dos níveis dos reservatórios dos últimos anos (cf. Gráfico pág. 22) demonstra claramente a queda paulatina da energia acumulada, que deveria funcionar como reserva técnica para enfrentar períodos secos.

Quanto a Evitabilidade

Apresenta-se a seguir uma análise sucinta quanto ao segundo aspecto do racionamento: o da evitabilidade. As empresas Geradoras e Distribuidoras poderiam evitar o racionamento?

O atual modelo do setor elétrico, pretendendo transformar a energia elétrica numa mercadoria e implantar o mercado chamado competitivo, destinou às empresas Distribuidoras o papel da maior importância. Além de responsáveis diretas pelo atendimento de seu mercado de referência (área geográfica de sua concessão e composta de consumidores cativos), poderiam gerar até 30 % da energia comercializada junto a esse mercado.

Mesmo a viabilização das obras de expansão da oferta, a serem feitas por empresas Geradoras, cabe às Distribuidoras, na medida em que devem atender ao crescimento de seus mercados, contratando (adquirindo) energia junto às geradoras, através de contratos de longo prazo. Nenhum empreendedor irá, naturalmente, construir novas obras se não obtiver garantia de colocação/venda da energia a ser produzida, posto que os investimentos iniciais são muito elevados.

Da mesma forma do que na Califórnia (EUA), tudo indica que as empresas de geração e distribuição, mesmo sabendo do grande risco de faltar energia e induzidos pela lógica perversa do modelo do setor, preferiram deixar que as condições de escassez do produto viessem a atuar como fator a provocar a elevação de seus preços.

Vejamos outros trechos do relatório oficial:

“ As energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram superdimensionadas, resultando numa sinalização equivocada para a contratação de nova geração.

30. Estando as distribuidoras 100% contratadas, o ônus financeiro de falta de capacidade de geração cairia sobre as geradoras, que teriam de adquirir energia no MAE. Apesar delas terem manifestado interesse em investir na expansão da geração no período em análise, a Comissão não tem evidências de que a perspectiva de estarem expostas a perdas financeiras, decorrentes de desvios significativos entre os montantes gerados e os compromissos contratuais assumidos, tenha feito parte de seu processo decisório.”

Pelo exposto no relatório, as Distribuidoras já tinham contratado o montante suficiente para atendimento de seu mercado através dos chamados contratos iniciais. Segundo ainda este relatório, as energias e demandas contratadas estariam superdimensionadas, ou seja, os montantes que se baseiam nas chamadas energias asseguradas de cada usina não estavam sendo confirmados na prática. Observe-se que se tais fatos são verdadeiros ou não, deixa de ser o que mais importa, já que eles podem ser confirmados pelas empresas Geradoras e pelo ONS que, conforme já referido, detém todas as informações do sistema. A questão já havia vindo se arrastando desde 1998.

As empresas Geradoras e Distribuidoras poderiam perfeitamente tomar medidas para expandir a oferta de energia, de forma que, se não o fizeram, não foi por falta de conhecimento quanto às condições de qualidade e confiabilidade do sistema elétrico, havendo apenas uma discussão sobre dúvidas, sobre o limite até onde termina a responsabilidade da Geradora e onde começa a da Distribuidora.

Sobre o que não resta dúvida: **seria perfeitamente evitável chegar-se à situação de escassez de energia a que chegamos !**

O próprio relatório oficial corrobora com nossa interpretação:

“ Houve falhas no processo de transição do modelo anterior – que identificou a necessidade de novos investimentos nos estudos de planejamento de expansão – para o novo modelo setorial. No novo ambiente, as Distribuidoras não tiveram razões para promover a expansão porque os Contratos Iniciais cobriram 100% do consumo previsto, sem que existisse respaldo físico adequado. Por sua vez, as Geradoras, embora expostas a perdas financeiras, tampouco investiram. ”

Quanto a Impossibilidade

Vamos agora abordar o último aspecto relevante do assunto tratado: a impossibilidade de cumprimento da obrigação pelas empresas concessionárias de geração e distribuição de energia.

É evidente que uma obra para expandir a oferta de energia leva um certo tempo para ser concluída. Mas não se pode sequer afirmar que obras não foram concluídas a tempo pois as iniciativas de novas obras foram mínimas. Assim a impossibilidade de cumprimento da obrigação decorreu muito mais da inércia e indiferença das empresas de Distribuição e Geração de eletricidade do que tempo insuficiente para solução da questão da crise e escassez de eletricidade.

5.2. Enfoque Econômico

Segundo informações da ANEEL (www.aneel.gov.br/tarifas) as tarifas residenciais aumentaram 84% (pontos percentuais) **acima** do índice de inflação medido pelo IPC/FIPE, que foi de 47,2% entre a média/1995 e setembro/2001. Para comércio e indústria os aumentos da conta de consumo de eletricidade ficaram acima da inflação (IPC/FIPE) em mais de 30 pontos percentuais.

Brasil – Setor Elétrico

Simulação do Aumento das Receitas Acima da Inflação

Classe de Consumo	Tarifa Média R\$/MWh ⁱ		Variação %	Consumo Ano 2000 GWh ⁱⁱ	Tarifa 1995 Corrigida pelo IPC-FIPE	Aumento das Receitas R\$ Bi /ano
	1995	2001				
Residencial	76,26	176,53	131,5%	83.493	112,28	5,365
Industrial	43,59	80,28	84,2%	131.182	64,18	2,112
Comercial	85,44	152,27	78,2%	47.437	125,79	1,256
Rural/Outros	55,19	94,97	72,1%	43.491	81,26	0,596
TOTAL	59,58	120,57	102,4%	305.603	87,72	9,329

Fonte: (i) ANEEL, ano 2001 até Setembro; (ii) ELETROBRÁS

Como simulado na tabela acima, essas tarifas já praticadas representam uma extração de renda **adicional** dos diversos setores da sociedade, pelas concessionárias do setor elétrico, da ordem de **R\$9,3 bilhões** ao ano.

Tais cálculos referem-se a uma média das tarifas de janeiro a setembro de 2001, sendo que neste ano os reajustes, novamente, continuaram superando a inflação. Enquanto a média apontada pela ANEEL para as Residências é de R\$176,53/MWh, a tarifa residencial atual, por exemplo, da LIGHT/RJ é de R\$250,75/MWh (conforme detalhamento anexo) que representa 228,81% sobre a média/1995 da tabela.

Uma conta residencial, não baixa renda, de 300 kWh/mês importa em R\$75,22 mais R\$25,08 de ICMS totalizando R\$100,30. Isto se não houver multa/sobretaxa ou novo aumento devido ao racionamento.

O sistema atual já causava prejuízos ao consumidor mesmo antes da crise eclodir. A contínua e lenta deterioração da margem de segurança já constitui, por si só, uma quebra de contrato com o consumidor, pois a tarifa cobrada é calculada para permitir investimentos que mantenham a segurança em níveis muito acima dos atualmente verificados.

O déficit de capacidade instalada e a insuficiência de investimentos em novas usinas, acentuado nos últimos anos, era do conhecimento das empresas concessionárias, incluindo as empresas privatizadas, que preferiram, junto com as autoridades do setor, apostar nas chuvas - mascarando a real situação da confiabilidade dos serviços – e possivelmente até na expectativa de se aproveitar das oportunidades de negócios que tal situação proporcionaria.

Os custos das concessionárias, mormente as de Distribuição de eletricidade (cerca de 80% foram privatizadas), foram substancialmente reduzidos no período, bastando referir a redução média de 50% do quadro de pessoal. Os demais dispêndios operacionais comportam-se, na maior parte, de maneira proporcional aos custos de pessoal.

A única exceção relevante são as despesas com a compra de energia de Itaipu, cuja evolução acompanha a taxa de câmbio e que representam cerca de 20% do total da eletricidade vendida no país. Cabe observar que o valor do dólar foi contido pela política cambial no período julho de 1994 a dezembro de 1998, sendo posteriormente “majorado” pela mudança dessa política em janeiro de 1999. Por conseguinte, se as despesas com a compra dessa energia foram aumentadas no período pós 1999, estiveram subestimadas no período dos 3 anos anteriores. Mais importante é destacar que o Sistema ELETROBRÁS, que inclui as maiores geradoras do país (como FURNAS, CHESF e ELETRONORTE), contribuiu com baixos preços para atenuar a média dos preços de geração de eletricidade do país.

O preço médio de geração do ano 2000 do país, foi de R\$42,0/MWh, composto pelo preço médio de R\$42,9/MWh no Sistema ELETROBRÁS (que inclui o repasse de Itaipu) e de R\$40,0/MWh nas demais geradoras (estaduais e privatizadas) e, portanto, o efeito “tarifas Itaipu” não pode ser avocado para justificar o aumento das tarifas de eletricidade no país.

O que efetivamente se tem constatado é um aumento maior para as concessionárias Distribuidoras relativamente às Geradoras, conforme demonstra o estudo Tarifas Médias do Mercado de Energia Elétrica do CTEM- Comitê Técnico para Estudos de Mercado do CCPE – Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (Relatório de 2001):

Anos	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Tarifas em R\$/MWh							
Suprimento	27,02	26,45	30,22	34,96	35,36	42,79	42,05
Fornecimento	57,22	58,14	71,52	80,73	84,49	95,81	108,01
Proporção		47,2%					39,7%

Aumentar mais as tarifas, como pedem os grupos empresariais, muitos deles estrangeiros – com o apoio explícito das embaixadas dos países que sediam suas matrizes - que controlam grande parte da distribuição e parte da geração, é insuportável para grande parte da população. O argumento de que o custo no Brasil é maior, não tem nenhuma consistência. Hoje a energia gerada no país, basicamente hidrelétrica, é vendida às distribuidoras por R\$42 / MWh (média do ano 2000, incluída a energia de Itaipu e o custo de transporte).

Se o modelo elétrico em implantação der certo e for concretizado o MAE (Mercado Atacadista de Energia), será dado mais um golpe tarifário com o aumento dos preços no “atacado” (vendas das geradoras) para cerca de R\$100/MWh que é o preço da energia produzida pelas novas usinas. Com a privatização das geradoras estatais, sua energia tenderá ao preço da energia das novas usinas (as termelétricas a gás, com custos em torno de US\$ 40/MWh), pois na lógica do investidor privado adotada pelo modelo do setor, o mercado toma como parâmetro o custo marginal, que é o custo dos últimos empreendimentos.

Esse aumento resultará em **R\$18 bilhões adicionais** para os geradores (o Brasil consumiu 305,6 bilhões de kWh no ano 2000), que devem ser somados aos R\$9,3bilhões anuais já incorporados à receita das distribuidoras. Ou seja, a reforma poderá aumentar as receitas do setor elétrico em cerca de **R\$27 bilhões**. Ao ano! Neste ponto, nos parece, reside o grande atrativo deste modelo para os grupos empresariais.

5.3. Enfoque Jurídico

Obrigações das Concessionárias Distribuidoras

Quanto aos aspectos legais cabe analisar quais são as obrigações, primeiramente, das distribuidoras de energia. Pode-se tomar como exemplo algumas condições expressas no contrato de concessão da Eletropaulo Metropolitana, cujas cláusulas são estritamente semelhantes às das demais distribuidoras do país.

“ CLÁUSULA QUARTA – EXPANSÃO E AMPLIAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A CONCESSIONÁRIA obriga-se a implantar novas instalações e a ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir o atendimento da atual e futura demanda de seu mercado de energia elétrica, observadas as normas do Poder Concedente e da ANEEL.

CLÁUSULA QUINTA - ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

Primeira Subcláusula - Para possibilitar a distribuição, de forma regular e adequada, da energia elétrica requerida pelos usuários dos serviços, a CONCESSIONÁRIA deverá celebrar os contratos de compra de energia e de uso do sistema de transmissão e de conexão ao sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica que se fizerem necessários. "

Na Resolução ANEEL nº 278, de 19 de julho de 2000, relativa à participação dos Agentes de Distribuição nos serviços e atividades de energia elétrica, consta que:

" Art. 7º No âmbito do sistema interligado nacional, uma empresa concessionária ou permissionária de distribuição somente poderá adquirir energia elétrica de empresas a ela vinculadas ou destinar energia por ela mesma produzida para atendimento de seus consumidores cativos até o limite de 30% (trinta por cento) da energia comercializada com esses consumidores. "

Portanto, pela legislação atual, as distribuidoras estão limitadas a obter, via geração própria, até 30% da energia vendida aos seus consumidores cativos. A maioria destas concessionárias encontra-se muito aquém desse teto (têm menos de 10 % de geração própria), portanto dispõem de grande margem para ampliação dos níveis de auto-suprimento. Não obstante, foram irrelevantes as obras realizadas por estas empresas concessionárias para aumentar a oferta de energia visando ao seu próprio abastecimento.

Obrigações das Concessionárias Geradoras

Cabe analisar as obrigações das geradoras de energia. Na concepção do atual modelo do setor elétrico, as geradoras **não detém mercado assegurado** para novas obras que vierem a implantar. Quem terá condições de lhes assegurar este novo mercado são as distribuidoras.

Em outras palavras, se as distribuidoras não tomarem iniciativa de efetuar contratos de longo prazo visando assegurar a viabilização de novas obras destinadas a aumentar a oferta de energia, com a duração necessária para amortizar os investimentos, as geradoras teriam de assumir sozinhas o risco de não ter para quem vender a nova energia a ser produzida. Esta seria uma condição impeditiva para a obtenção de financiamento ou project finance.

Tome-se como exemplo um Contrato de Concessão para a Geração de Energia Elétrica destinada ao Serviço Público, mantido com a CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica (RS) e ainda um Contrato de Concessão de Uso de Bem Público para Geração de Energia Elétrica, mantido com a CGEET–Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê (SP).

No caso da CEEE, trata-se de uma estatal cujo regime de exploração é o da concessão de serviço público e no segundo exemplo, a CGEET, trata-se de uma ex-estatal privatizada, cujo regime de exploração atualmente é o de Produtor Independente de Energia (PIE´s).

Nos contratos citados, e em comum, consta o seguinte texto:

“ CLÁUSULA TERCEIRA - OPERAÇÃO DOS APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS E COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA

Na exploração dos Aproveitamentos Hidrelétricos, referidos neste Contrato, a Concessionária terá ampla liberdade na direção de seus negócios, incluindo medidas relativas a investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições deste Contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do Poder Concedente e da ANEEL.

...

Subcláusula Quarta - A Concessionária deverá participar do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, nas condições previstas no Acordo de Mercado e no Estatuto do ONS e submeter-se às regras e procedimentos emanados do MAE e do ONS.

Subcláusula Sexta - Em situação de racionamento de energia no Sistema Interligado, provocado por regime hidrológico desfavorável, deverão ser obedecidos os critérios estabelecidos nas leis e regulamentos.”

Destaca-se o atrelamento das empresas geradoras ao MAE e ONS, sua liberdade de gestão da empresa e o racionamento previsto em contrato de concessão !

No contrato da CEEE (concessionária de serviço público) consta ainda:

“ CLÁUSULA SEXTA – ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA E CONDIÇÕES DE EXPLORAÇÃO DOS APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS

Além de outras obrigações decorrentes de lei e das normas regulamentares específicas, constituem encargos da Concessionária, inerentes à concessão regulada por este Contrato:

...

IX - realizar investimentos necessários para garantir a qualidade e atualidade da produção de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas, dos equipamentos, das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão; "

De 70 a 80 % da energia gerada no país encontra-se em mãos estatais (concessionárias de serviços públicos e 20 a 30 % da energia gerada por empresas privadas (PIE´s).

Apresenta-se outra cláusula, do contrato de concessão de distribuição (ELETROPAULO):

" Décima Sexta Subcláusula - Havendo alteração unilateral do Contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, a ANEEL deverá restabelecê-lo, a partir da data da alteração mediante comprovação da CONCESSIONÁRIA. "

A falta de energia não pode ser interpretada como alteração unilateral. Pois mesmo admitindo que o Governo falhou em sua política adotada para o setor, trouxe como resultado alterações ao contrato, ou perdas de faturamento, que não devem ser entendidas como unilaterais, ou seja, receberam contribuição de todas as partes: Poder Concedente, operador, administrador do mercado atacadista, geradoras e distribuidoras.

Do livro Concessão de Serviço Público do autor Luiz Alberto Branchet encontramos a explicação definitiva sobre as dúvidas aqui levantadas (página 65 , 2ª edição, 1999):

" 2 - VALOR DA TARIFA

A tarifa a ser paga pelo usuário do serviço corresponderá ao valor cotado pelo concessionário na proposta com a qual foi vencedor da licitação correspondente. O valor da tarifa não é imutável, podendo ser objeto de reajuste ou de revisão. O reajuste corresponde aos acréscimos resultantes das variações dos preços dos insumos necessários à prestação do serviço, verificados dentro da periodicidade prevista no contrato de concessão, calculando-se-o mediante aplicação de fórmula que também deverá estar prevista no mesmo contrato. A revisão, embora possa derivar-se também de oscilações nos preços dos insumos, não se subordina a uma periodicidade contratualmente prevista, pois ocorre somente quando tal oscilação é imprevisível. A revisão pode também

*resultar de outros fatores que venham a afetar a equação econômico-financeira do contrato de concessão, tal como ocorre com os demais contratos administrativos, **desde que o motivo do desequilíbrio econômico-financeiro seja superveniente à apresentação da proposta, não provocada, imprevisível e inevitável pela parte interessada na revisão**, geral e objetiva (de tal natureza que atingiria da mesma forma o contrato qualquer que fosse o concessionário), e gerador de extraordinária onerosidade para uma das partes (eventuais perdas ordinárias não excessivas compensam-se com ganhos que também acabam se verificando no transcorrer da vigência contratual)."*

O citado autor não deixa quaisquer dúvidas, quanto ao fato de que **não é cabível o ressarcimento** às geradoras e distribuidoras pelas perdas provocadas pelo racionamento.

O motivo do desequilíbrio não é superveniente e sim interveniente das próprias forças de mercado, donde se destacaria a atuação ou omissão das geradoras e das distribuidoras de energia elétrica. Não encontramos na legislação que regula o assunto e na teoria da imprevisão, quando sobrevêm eventos extraordinários, imprevisíveis e imprevisíveis, onerosos, retardadores ou impeditivos da execução do ajustado. Os desdobramentos da teoria da imprevisão de "Força Maior", "Caso Fortuito", "Fato do Príncipe", "Fato da Administração" e interferências imprevisíveis que justifiquem a quebra do equilíbrio econômico-financeiro como conceituado pela legislação.

Seriam imprevisíveis ou imprevisíveis os problemas de escassez se era patente para todos os agentes do setor elétrico que há pelo menos 4 anos os níveis dos reservatórios estavam progressivamente se reduzindo e que o crescimento do consumo de energia estava se dando com incrementos de mais de 5 % ao ano ?

Nem mesmo a modalidade que mais se aproxima desta situação de racionamento, conhecido como "**Fato do Príncipe**", a nosso ver, poderia se enquadrar nas medidas de contenção de consumo emanadas pela Câmara de Gestão da Crise de Energia pois **apenas está se administrando a escassez do produto, já que não foi o Governo que o fez desaparecer.** "

Segundo Hely Lopes Meirelles (Licitação e Contrato Administrativo, 12ª edição, 1999, p.224) "o que caracteriza o "Fato do Príncipe" é a generalidade e a coercitividade da medida prejudicial ao contrato, além de sua surpresa e imprevisibilidade, com agravo efetivo ao contratado". Ora, a situação não se encaixa na situação presente, pois o Fato do Príncipe decorre de ato geral do Poder Público estranho ao contrato. As

medidas de contenção não são estranhas ao contrato, pelo contrário, visam prevenir um mal maior que é o sistema elétrico entrar em colapso. Como é que pode ser surpresa e imprevisibilidade se no próprio contrato textualmente já consta:

“ Subcláusula Sexta - Em situação de racionamento de energia no Sistema Interligado, provocado por regime hidrológico desfavorável, deverão ser obedecidos os critérios estabelecidos nas leis e regulamentos.”

É bastante contraditório e curioso o modelo econômico adotado pelo governo, pois declara como objetivo expresso a redução do Estado, deixando que o mercado resolva todos os problemas, mas quando o desenrolar dos fatos não ocorre como o desejado, os agentes componentes do livre mercado vêm buscar socorro junto ao Governo, ou melhor, junto ao consumidor ou ao contribuinte!

Nos Estados Unidos (Califórnia), uma modelagem do setor elétrico muito parecida com a nossa, transformou a energia elétrica numa “commodity”; também lá os investimentos não ocorreram, o que provocou a falta de produto. Como consequência obviamente previsível, os preços cobrados pelas geradoras junto às distribuidoras se elevaram demais o que, além da ocorrência de inúmeros apagões, resultou na insolvência das empresas distribuidoras de energia.

No Brasil a insolvência recai sobre o consumidor, as empresas são fortes o suficiente para quererem transformar o nosso modelo num capitalismo sem risco. Quando o sistema dá lucro, o empresário ganha e quando dá prejuízo o Governo assume e repassa o ônus para a população!

Tal atitude questionável, por parte das autoridades responsáveis pelo setor elétrico, pode ser observada na reportagem do jornal Gazeta Mercantil, sob o título “Em 15 dias, sai novo sistema tarifário para energia” do dia 05/10/2001, em que é entrevistado o Ministro de Minas e de Energia, José Jorge:

“ Embora o racionamento esteja comendo os lucros das distribuidoras, no passado recente os balanços das concessionárias mostraram resultados generosos, o que, hoje, coloca o governo numa situação peculiar: precisa atrair e manter investidores no setor, mas também não pode fazer com que o setor elétrico opere sem risco. O ministro tem consciência desse dilema, mas insiste que é fundamental manter o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, que, segundo ele, 'prevêem uma remuneração mínima'.”

É absurda a fala do Ministro, o que vem a comprovar tudo o que aqui foi afirmado, **já que ter remuneração mínima garantida é o mesmo que não ter de correr riscos !**

Não pode ser relevada o próprio texto da definição de "Concessão de serviço público" da Lei nº 8987, no seu artigo 2, inciso II:

*"Concessão de serviço público: a delegação de sua prestação, feita pelo Poder Concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para o seu desempenho, **por sua conta e risco** e por prazo determinado." (grifo nosso)*

Está ainda muito distante de se assumir que a escassez de energia possa ser considerada não provocada, imprevisível e inevitável, justamente pela parte interessada na revisão !

Deve-se observar que técnica e legalmente "equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão" não significa que o concessionário possa repassar ao poder concedente os riscos e prejuízos de seu negócio.

Segundo a doutrina, para ser aceitável, "o motivo do desequilíbrio econômico-financeiro deve ser **superveniente** à apresentação da proposta, **imprevisível**, **não provocado** e **inevitável** pela parte interessada na recomposição das tarifas" o que, definitivamente, não ocorre no caso em análise.

O Brasil enfrenta tremenda dificuldade para sair desta crise. O pior é que o Governo Federal insiste em não reconhecer que o modelo do setor elétrico fracassou.

Para não ferir os interesses das distribuidoras de energia prefere curvar-se às suas pressões, não obstante o quanto tal postura possa estar atentando contra os direitos da população e do consumidor.

5.3. A Verdadeira Causa: o “Anexo V” dos Contratos Iniciais

É evidente que na situação aqui debatida não se aplicaria a Teoria da Imprevisão pois as hipóteses de racionamento foram expressamente previstas nos contratos de concessão do Poder Concedente e no contratos iniciais entre geradoras e distribuidoras. A questão que pode causar alguma dificuldade de interpretação, que entretanto não deveria afetar o consumidor final, ficaria na divisão do ônus do racionamento entre geradoras e distribuidoras.

O relacionamento entre geradoras e distribuidoras é regido pelos chamados “contratos iniciais” onde são estabelecidas as condições de compra e venda de energia. Juntamos o contrato inicial entre CESP e Eletropaulo que também serve de referência para todos os demais contratos assinados entre geradoras e distribuidoras.

O grande imbróglio veio a ocorrer por uma disputa de interpretação entre geradoras e distribuidoras do chamado Anexo V dos contratos iniciais que se refere a “Redução da Energia Contratada em Situação Hidrológica Crítica”.

O assunto chegou a ser bastante veiculado na imprensa. Vejamos o que dizia o jornal a Folha de São Paulo do dia 01/07/2001:

“ Distribuidoras devem receber pelo que não forneceram a preço de mercado atacadista, dez vezes maior. Racionamento pode virar grande negócio

RICARDO GRINBAUM e DAVID FRIEDLANDER

Se tudo der certo, o racionamento pode virar um excelente negócio para as distribuidoras de energia. Elas poderão ganhar mais dinheiro sem vender eletricidade do que com o fornecimento normal de luz..

A mágica se chama anexo 5, item da legislação dos contratos entre empresas de geração e de distribuição de energia que coloca em jogo mais de R\$ 5 bilhões, de acordo com o governo.

Por causa do anexo 5, as companhias energéticas estão na cola de ministros, mobilizaram políticos e contrataram os advogados mais caros do país. As multinacionais, a começar pelas americanas, acionaram seus embaixadores no Brasil. ”

Ao pé da letra, o anexo 5 diz que as geradoras devem pagar às distribuidoras por parte da energia que deixarão de entregar em razão do racionamento. O problema é que a base de cálculo da fatura é a cotação da eletricidade no mercado atacadista, cujos preços explodiram com a crise.

“ A cotação está em R\$ 684,00 por MWh, mais de dez vezes o preço médio da energia. Ou seja, a indenização pela energia que deixará de ser vendida

seria calculada com uma cotação muito mais generosa do que os R\$ 60,00 por MWh que a distribuidora receberia numa situação normal.

A Folha pediu a um especialista da área que aplicasse os valores acima para saber o que aconteceria com uma distribuidora do porte da Eletropaulo. Neste exercício, a empresa perderia R\$ 700 milhões com o racionamento de 20% da energia durante sete meses. Se o anexo 5 fosse aplicado, a mesma empresa teria uma receita de R\$ 906 milhões: lucro de R\$ 206 milhões sem vender energia.

"As distribuidoras podem ter prejuízo, empatar ou ter lucros dependendo da aplicação do anexo 5 e do efeito do racionamento em cada empresa", diz Luiz Carlos Guimarães, diretor-executivo da Abradee, a associação das distribuidoras de energia.

Um documento interno da Abradee afirma que, aplicado ao preço de R\$ 460,00 por MWh, a indenização do anexo 5 compensaria as perdas com o racionamento. Se fosse hoje, a cotação usada na conta seria R\$ 684,00. As geradoras de energia, que serão obrigadas a pagar a conta, questionam a validade do anexo 5. Segundo as empresas, os contratos prevêem que o anexo não seja aplicado em momentos de crise extrema, como agora. "A legislação tem termos contraditórios", diz Marcos Severini, analista de energia da Sudameris Corretora. "Podem ocorrer intermináveis brigas jurídicas em torno do cumprimento do anexo."

Oficialmente, Brasília diz que vai seguir o que está em contrato. "A respeito do anexo 5, o governo honrará contratos. Não pode haver governo sério que não honra contratos", disse o presidente Fernando Henrique Cardoso na quinta-feira, durante discurso de inauguração de uma usina termelétrica em Campo Grande (MS). Como não se sabe em que termos o governo vai cumprir o anexo 5, a disputa é intensa. Os interesses das geradoras e do governo se misturam porque a maior parte dessas companhias é controlada pela União. Do outro lado, as distribuidoras mobilizaram todos os recursos ao seu alcance para fazer pressão.

Nos últimos dias, executivos das maiores distribuidoras do país fizeram peregrinação por gabinetes de Brasília, incluindo o do "ministro do apagão", Pedro Parente, e o ministro de Minas e Energia, José Jorge. As multinacionais transformaram a disputa numa questão diplomática.

A EDF, dona da Light, acionou a Embaixada da França, que mandou o seu recado para a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica: a quebra de contratos pode prejudicar novos investimentos. Cristobal Valdes, encarregado de negócios da Embaixada da Espanha, tem audiência com Parente no início da semana, em nome da Iberdrola e da Endesa.

Entre os americanos, deu confusão. Semanas atrás, o encarregado de negócios dos EUA Cristobal Orozco levantou a bandeira das distribuidoras AES (Eletropaulo) e Enron (Elektro), que querem o cumprimento do anexo 5. Acabou voltando atrás, depois que a El Paso e a Duke, duas geradoras americanas no Brasil, reclamaram que seriam prejudicadas."

É importante que se diga que grande parte da confusão armada é consequência do modelo que está sendo adotado no Brasil e que pretendeu transformar a energia elétrica numa mercadoria, contrariando a própria Constituição que a conceitua como um serviço público.

Por este estranho modelo que vigora no Brasil, quanto mais falta o produto mais caro ele se torna. Assim, o fato de deixar a concessionária de prestar o serviço público adequado exigido pela Constituição, pelas regras do modelo, que levam em conta a oferta e a procura, pode tornar-se um excelente negócio, numa lógica perversa que afronta a conceituação de serviço público dada pelo artigo 175 da Constituição.

O Governo poderia ter ficado de fora desta disputa, deixando geradoras e distribuidoras brigarem, decretar uma medida provisória de exceção enquanto vigorasse o racionamento, ou até deixar para a Justiça decidir com equidade a repartição do ônus do racionamento entre geradoras e distribuidoras, mas curvou-se ante às pressões que vieram de “todos” os lados. Exemplifica-se com o texto da reportagem do jornal O Estado de São Paulo do dia 10/11/2001:

“ Distribuidoras fazem ameaça ao governo

Concessionárias afirmam que podem suspender pagamento a geradoras estatais
RENÉE PEREIRA

As distribuidoras de energia elétrica resolveram jogar pesado para conseguir a recomposição de suas receitas decorrentes das perdas do racionamento. A pressão agora virou ameaça. Se a Câmara de Gestão da Crise Energética (GCE) não apresentar uma solução para o impasse até segunda-feira, as concessionárias deixarão de efetuar o pagamento do suprimento das geradoras estatais, como Furnas, Chesf e Eletronorte, afirmou um agente do mercado.

Desta vez, as empresas argumentam que estão enfrentando problemas com as instituições financeiras para cumprir seus compromissos e obter novos financiamentos.

Chamada de conta-garantia, ela já estaria comprometida, e as empresas sem como assegurar o crédito.

Algumas companhias até cogitam entrar na Justiça contra o Anexo 6 dos contratos iniciais, que garante o pagamento às geradoras. De acordo com essa cláusula, as distribuidoras são obrigadas a manter depositados em bancos 110% da média do montante que se refere à compra de energia de um mês. Segundo analistas, esse instrumento é uma segurança de liquidação. “Caso as distribuidoras deixem de efetuar o pagamento, as geradoras bloqueiam o valor depositado e desviam para suas contas”, diz Sérgio Tamashiro, analista de energia do Unibanco.

No início da semana, as concessionárias já sinalizavam para uma proposta de moratória do pagamento de alguns encargos, como a Conta de Consumo

dos Combustíveis (CCC) e a Reserva Global de Reversão (RGR), valor arrecadado para a formação de um fundo para financiamento de investimentos no setor. A discussão entre as distribuidoras e o governo se arrasta há cerca de dois meses.

De acordo com as concessionárias, o rombo causado pela redução do consumo de energia chega a R\$ 6 bilhões, o que teria provocado enorme desequilíbrio em suas contas. A proposta que vem sendo desenhada prevê um percentual de reajuste, que permaneceria nas tarifas por aproximadamente três anos. Esse seria o tempo necessário para que as distribuidoras conseguissem repor as perdas de receitas decorrentes do racionamento.

Além disso, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) concederia um financiamento para solucionar o problema imediatamente. O limite para o crédito seria de até 80% do valor total da recomposição tarifária, com amortização em três anos pela tabela Price. Como garantia, as empresas teriam de dar recebíveis provenientes da Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) e da receita global da empresa.”

É evidente que numa situação como esta não existe meio termo: ou o Governo se impõe e utiliza seus instrumentos de penalização, intervenção e, em última instância, encampação, previstos na legislação do setor e nos contratos de concessão ou cede. E o Governo parece continuar cedendo ...

Uma batalha jurídica poderia deixar expostas fraturas que bem demonstram que o modelo adotado para o setor elétrico fracassou. Arrumou-se uma solução que não desagrade nenhum dos dois lados e transfere indevidamente mais um ônus para a população.

Ganhar dinheiro com a energia que se deixou de gerar e distribuir passa a ser, desta forma, um privilégio dado às empresas responsáveis por esse serviço público. Para o consumidor de energia elétrica que passou a receber um serviço público não adequado, descontínuo, mais caro e sofrendo penalidades pelo não cumprimento de metas, ficou claro que o papel que o Governo quer lhe destinar é o de otário.

Portanto cabe agora à Justiça se pronunciar sobre o que entendemos ser uma tentativa – sem base jurídica, técnica, ética e legal – de transferir ônus para os consumidores.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1 Conclusões

Os dados, informações e análises apresentados no corpo deste estudo e, de modo enfático, as disposições legais, normativas e contratuais reproduzidas sinteticamente neste estudo, demonstram, com absoluta clareza os seguintes constatações:

g) Os consumidores e usuários de energia elétrica não tem nenhuma responsabilidade pelo racionamento decretado, nem pela redução de faturamento das empresas de energia elétrica, muito menos pela quebra de suas expectativas de lucros; ao contrário, são os usuários e consumidores as vítimas da incúria destas concessionárias em relação às responsabilidades, claramente estabelecidas nas normas vigentes, que causou prejuízos e desconforto aos consumidores e usuários, em razão da descontinuidade do fornecimento e deterioração da qualidade dos serviços, que constitui uma quebra unilateral de contrato.

h) O racionamento era previsível e evitável, conforme demonstram os fatos e os inúmeros documentos e análises oficiais e de instituições de pesquisa e anais de eventos, entre outros. Todos eram de pleno conhecimento das concessionárias de distribuição e de geração de energia elétrica, ou deveriam sê-lo. A hidrologia se comportou dentro do que se podia esperar. Não ocorreu nenhum caso fortuito, nem houve motivo de força maior, nem tampouco houve o “fato do príncipe”. Ademais, a concessão para a prestação de serviço público é delegada a quem “demonstre capacidade para o seu desempenho, **por sua conta e risco**” (art. 2, inciso II da Lei 8987/95). Portanto, ainda que algum risco tivesse ocorrido, e não se trata disto neste caso, este risco, por força da lei e do contrato de concessão, caberia aos concessionários, assim como as conseqüências dele decorrentes, excetuados apenas aqueles expressamente previstos em Lei. Não há razão alguma para transferir qualquer ônus aos usuários e consumidores. Pelo contrário, há que buscar formas de indenizá-los pelos prejuízos e danos que sofreram sem justificativas.

i) Os concessionários, por ocasião da assinatura nos contratos de concessão, declararam expressamente que as tarifas iniciais de energia elétrica e a estrutura tarifária inicial, incorporadas no contrato, eram adequadas e satisfatórias. Adicionalmente, no momento em que se submeteram à licitação, levaram em conta tais tarifas como base de suas receitas futuras e considerando também as despesas operacionais previstas, fizeram suas ofertas, para a obtenção da concessão. Desde o início do processo de reestruturação do setor elétrico no Brasil, com o advento dos novos contratos de concessão, as tarifas de distribuição de

energia elétrica (fornecimento) tem aumentado mais do que as de geração elétrica (suprimento) e, mais ainda, tem aumentado muito acima da inflação, os custos operacionais foram reduzidos substancialmente, mormente em razão da redução significativa do quadro de funcionários. Portanto, o quadro econômico-financeiro das concessionárias deveria estar com equilíbrio extremamente favorável. Se o racionamento criou frustrações de expectativas, não há nada a ser reclamado por elas dos usuários, pois o racionamento decorre de ação ou omissão, de sua exclusiva responsabilidade, e poderia por elas ter sido evitado.

j) Ainda que, por hipótese, fosse aceita a idéia de que os usuários e consumidores tivessem alguma culpa pela crise, surgiria a questão da equidade intertemporal: como se poderia aumentar as tarifas dos consumidores, a partir deste momento até os próximos anos, por evento e fato acontecido no passado. Tarifas devem, observadas as normas legais, recuperar os custos incorridos na prestação do serviço - no momento da sua prestação - nunca de pretensos prejuízos do passado. Não há como impor a consumidores e usuários futuros aumento tarifário em razão de problemas do passado, quando alguns deles sequer participantes e beneficiários do sistema então (é o caso dos que imigraram, dos novos consumidores, etc.). Trata-se de um absurdo completo. Poder-se-ia imaginar, por analogia, que no futuro todos poderiam ser instados a pagar por questões que ocorreram há um, dois ou até, dezenas de anos atrás, em energia, telecomunicações, transportes, etc. e que frustram expectativas de lucros de concessionários!...O precedente que se abriria seria profundamente preocupante.

k) Ainda que o novo modelo implantado para o setor elétrico apresente, claramente, substanciais problemas de concepção, os quais possam ser de responsabilidade política do Governo Federal, as leis, normas e contratos, indubitavelmente atribuem as responsabilidades às concessionárias de distribuição de energia elétrica, e, eventual e indiretamente às concessionárias de geração de energia elétrica, ou mesmo, até, ao Governo Federal. Havendo conflito entre as distribuidoras e geradoras, haverá formas negociais e judiciais de resolver as questões. Jamais, porém, seria admissível atribuir o ônus aos usuários e consumidores.

l) Finalmente, as articulações veiculadas pela imprensa, entre empresas distribuidoras e geradoras, com o beneplácito de autoridades, de modo particular da Câmara de Gestão da Crise com a participação de diretores do BNDES e, com o apoio de embaixadas dos países sede de algumas controladoras dessas empresas, caminham no sentido de produzir um conluio que libere estas empresas de suas

responsabilidades pelo racionamento, e, mais ainda, lhes permita ganhos extraordinários, sem base técnica, econômica ou legal, em detrimento da população e do setor produtivo, a pretexto de criar um clima favorável aos investimentos privados, nacionais e estrangeiros, no País. A principal base de confiança vem do respeito à ordem jurídica e aos contratos. A quebra das responsabilidades legais e contratuais das concessionárias junto aos usuários, cujos interesses podem ser difusos sem clara e firme representação nos processos de negociação, representaria um grave retrocesso jurídico e econômico para o País, com graves repercussões sociais.

6.2 Recomendações

Face às conclusões apresentadas e frente aos encaminhamentos divulgados, existentes no âmbito da Câmara de Gestão da Crise Elétrica, com a participação do BNDES, surge como recomendação evidente o caminho ao Poder Judiciário, via representação junto ao Ministério Público e através das demais iniciativas possíveis, para evitar que esta flagrante injustiça e inversão de valores seja perpetrada, buscando:

- e) que sejam suspensas e declaradas ilegais, face a seu propósito injustificado, as negociações entre BNDES, CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE, outras autoridades, empresas geradoras e distribuidoras, no sentido de proporcionar empréstimo a ditas empresas pelo BNDES e posterior recuperação de pretensão prejuízo via aumento de tarifas;
- f) que o BNDES seja proibido de conceder dito empréstimo, face aos argumentos apresentados, e que, uma vez concedido seja declarado ilegal e suspenso com os ressarcimentos correspondentes;
- g) que as autoridades do órgão regulador, a ANEEL, e da Câmara de Gestão da Crise sejam proibidas de conceder aumento tarifário em razão de ressarcimento de pretensas perdas pelas concessionárias, e que, em sendo concedido tal tipo de aumento, seja este declarado ilegal e que sejam tomadas as medidas necessárias ao ressarcimento dos prejuízos causados;
- h) que sejam tomadas as medidas judiciais cabíveis, junto ao Poder Judiciário, e às autoridades, para promover a responsabilização das concessionárias distribuidoras e geradoras de energia elétrica envolvidas e, se for o caso, das autoridades competentes, pelas prejuízos causados aos consumidores de energia elétrica em razão do racionamento decretado, e, que sejam determinadas as medidas cabíveis para promover o ressarcimento destes prejuízos.

ANEXO 1

LIGHT		CONSUMO - R\$/MWh			
		Período Seco - Ponta			
FIRME HORO-SAZONAL		01/06/94	06/11/01		
TARIFA AZUL	A1 (230 kV ou mais)	30,75	73,27	var. %	
	A2 (88 a 138 kV)	32,59	77,66	138,3%	
	A3 (69 kV)	36,92	87,97	138,3%	
	A3a (30 a 44 kV)	59,71	142,29	138,3%	
	A4 (2,3 a 25 kV)	61,91	147,54	138,3%	
	AS (Subterrâneo)	64,79	154,38	138,3%	
TARIFA VERDE	A3a (30 a 44 kV)	270,22	643,91	138,3%	
	A4 (2,3 a 25 kV)	280,15	667,55	138,3%	
	AS (Subterrâneo)	293,17	698,60	138,3%	

ENERGIA FIRME		01/06/94	06/11/01		
CONVENCIONAL (GRUPO A)			CONSUMO R\$/MWh		DEMANDA R\$/kW
A2 (88/138kV)	23,18	55,24	138,3%	9,21	21,92 138,0%
A3(69 kV)	24,99	59,56	138,3%	9,93	23,66 138,3%
A3a(30/44 kV)	50,44	120,23	138,4%	3,44	8,18 137,8%
A4(2,3/25kV)	52,3	124,63	138,3%	3,57	8,49 137,8%
AS(Subterrâneo)	54,73	130,41	138,3%	5,27	12,58 138,7%
RESIDENCIAL (GRUPO B)				var. %	
B1 - Tarifa Cheia	113,61	250,75	120,7%		
B1 - Baixa Renda:					
. Até 30 kWh	21,48	87,76	308,6%		
. 31 a 100 kWh	51,18	150,48	194,0%		
. 101 a 200 kWh *	86,85	225,68	159,9%		
. 201 a 220 kWh	113,61	250,75	120,7%		
DEMAIS CLASSES(GRUPO B)				var. %	
B2 - Rural	59,48	141,72	138,3%		
B2 - Coop. Eletrificação Rural	42,03	100,18	138,4%		
B2 - Serv. Público de Irrigação	54,7	130,34	138,3%		
B3 - Demais Classes	94,89	226,09	138,3%		
B4 - Iluminação Pública					
B4a - Rede de Distribuição	48,89	116,46	138,2%		
B4b - Bulbo da Lâmpada	53,66	127,85	138,3%		

ENERGIA EMERGENCIAL		01/06/94	06/11/01		
AUTOPRODUTORES			CONSUMO R\$/MWh		DEMANDA R\$/kW
DSR (GRUPO A)					
A2 (88/138kV) AZUL	96,98	231,10	138,3%	22,08	52,64 138,4%
A3(69 kV) AZUL	136,31	324,82	138,3%	22,63	53,93 138,3%
A3a(30/44 kV) AZUL	142,74	340,15	138,3%	25,64	61,07 138,2%
A3a(30/44 kV) VERDE	142,74	340,15	138,3%	6,41	15,28 138,4%
A4(2,3/25kV) AZUL	131,98	314,50	138,3%	23,71	56,52 138,4%
A4(2,3/25kV) VERDE	131,98	314,50	138,3%	5,93	14,12 138,1%

IPC-FIPE 98,70%
01/06/94 a 01/11/2001

*faixa alterada p/101 a 140 kWh

ANEXO 2

ELETROPAULO		CONSUMO - R\$/MWh		var. %	IPC-FIPE 92,06% 01/06/94 a 01/07/2001		
		Período Seco - Ponta					
FIRME HORO-SAZONAL		01/06/94	04/07/01				
TARIFA AZUL	A1 (230 kV ou mais)	30,82	67,67	119,6%			
	A2 (88 a 138 kV)	32,66	71,70	119,5%			
	A3 (69 kV)	37,00	81,25	119,6%			
	A3a (30 a 44 kV)	59,84	131,40	119,6%			
	A4 (2,3 a 25 kV)	62,05	136,26	119,6%			
	AS (Subterrâneo)	64,93	142,58	119,6%			
TARIFA VERDE	A3a (30 a 44 kV)	270,82	593,52	119,2%			
	A4 (2,3 a 25 kV)	280,76	615,32	119,2%			
	AS (Subterrâneo)	293,81	643,89	119,2%			
ENERGIA FIRME		01/06/94	04/07/01		01/06/94	04/07/01	
			CONSUMO R\$/MWh			DEMANDA R\$/kW	
CONVENCIONAL (GRUPO A)							
	A2 (88/138kV)	23,23	51,02	119,6%	9,23	20,27	119,6%
	A3(69 kV)	25,04	54,99	119,6%	9,95	21,86	119,7%
	A3a(30/44 kV)	50,55	111,00	119,6%	3,45	7,59	120,0%
	A4(2,3/25kV)	52,41	115,08	119,6%	3,58	7,86	119,6%
	AS(Subterrâneo)	54,85	120,45	119,6%	5,28	11,59	119,5%
RESIDENCIAL (GRUPO B)							
	B1 - Tarifa Cheia	117,33	210,31	79,2%			
	B1 - Baixa Renda:						
	. Até 30 kWh	19,4	73,62	279,5%			
	. 31 a 100 kWh	48,9	126,18	158,0%			
	. 101 a 200 kWh	88,17	189,28	114,7%			
	. 201 a 220 kWh	117,33	210,31	79,2%			
DEMAIS CLASSES(GRUPO B)							
	B2 - Rural	59,61	130,91	119,6%			
	B2 - Coop. Eletrificação Rural	42,12	92,48	119,6%			
	B2 - Serv. Público de Irrigação	54,82	120,37	119,6%			
	B3 - Demais Classes	95,1	208,84	119,6%			
	B4 - Iluminação Pública						
	B4a - Rede de Distribuição	49	107,60	119,6%			
	B4b - Bulbo da Lâmpada	53,78	118,10	119,6%			
ENERGIA EMERGENCIAL		01/06/94	04/07/01		01/06/94	04/07/01	
AUTOPRODUTORES			CONSUMO R\$/MWh			DEMANDA R\$/kW	
DSR (GRUPO A)							
	A2 (88/138kV) AZUL	97,19	213,39	119,6%	22,13	48,59	119,6%
	A3(69 kV) AZUL	136,6	299,95	119,6%	22,68	49,80	119,6%
	A3a(30/44 kV) AZUL	143,05	314,10	119,6%	25,7	56,43	119,6%
	A3a(30/44 kV) VERDE	143,05	314,10	119,6%	6,43	14,11	119,4%
	A4(2,3/25kV) AZUL	132,27	290,44	119,6%	23,76	52,17	119,6%
	A4(2,3/25kV) VERDE	132,27	290,44	119,6%	5,94	13,04	119,5%