

3 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: DA REESTRUTURAÇÃO A CRISE

A necessidade de fornecer a energia necessária às diversas fases de desenvolvimento econômico do país impôs amplas e profundas reformas ao SEB durante século XX. Pode-se dividir a sua história em três etapas: na primeira, uma indústria nova, privada, multinacional e desregulada nasce, eletrificando unicamente as maiores cidades do país; em seguida, ocorre a quase total estatização do setor, através da incorporação, pelas concessionárias federais e estaduais, dessas empresas privadas; finalmente, o modelo estatal entra em decadência com a crise fiscal e cambial dos anos 80, ocorrendo a implantação de um novo modelo. A tabela abaixo resume a trajetória do setor elétrico:

Tabela 02 - Trajetória do Setor Elétrico Brasileiro

Nascimento	A Estatização			Privatização
Até 1930	Nacionalização 1930 à 1960	Consolidação 1960 à 1979	A crise 1979 à 1995	A partir de 1995
Empresas privadas Concessões Municipais Escassa regulamentação Desequilíbrios crescente: Oferta X Demanda	Início da Intervenção Estatal Código de Águas Criação da CHESF e Furnas.	Criação das empresas federais e Estaduais Expansão do Parque gerador	Endividamento das empresas Utilização das Tarifas como instrumento macroeconômico Inadimplência generalizada Redução no programa de Obras	Contratos de concessão Criação de novos agentes Desverticalização Privatizações dos ativos Racionamento de energia

Fonte: adaptado da figura apresentada em Fisher et al, 1997.

3.1 BREVE HISTÓRICO

O Setor Elétrico Brasileiro - SEB nasceu, no fim do século XIX, com a implantação de pequenas empresas explorando o serviço de fornecimento de energia elétrica nos grandes municípios brasileiros. Neste primeiro momento, o setor elétrico era pequeno e extremamente fragmentado.

Não existia legislação específica setorial para energia elétrica. Os contratos de concessões podiam ser outorgados pelo governo federal, estadual e municipal, dependendo do escopo da concessão. No caso da energia elétrica essas concessões tinham inicialmente um alcance municipal e a regulamentação sobre esses contratos eram mínimas³⁸. Segundo Castro (1985):

“A legislação em vigor até a década dos 30 era muito abrangente, sem definir critérios objetivos e padronizados de controle sobre as empresas concessionárias. Este problema foi agravando-se a medida que a indústria de energia elétrica ampliou a sua importância na estrutura produtiva e no consumo urbano.”

O regime tarifário previa a utilização da “Cláusula Ouro”, que garantia o reajustes das tarifas pela variação cambial. Esse mecanismo foi bastante criticado, sendo alvo de diversas disputas jurídicas³⁹.

Aos poucos, o incremento da importância da eletricidade para o desenvolvimento do país e a crônica escassez deste serviço levou a estruturação do setor. Com o estabelecimento do Estado Novo, nos anos 1930, por Getúlio Vargas, muda-se a orientação político-ideológica do país. O liberalismo extremado cede lugar a um nacionalismo econômico, iniciando um processo de expansão da participação das empresas estatais na economia brasileira (Pinheiro, 2000).

³⁸ As principais Leis relacionadas com a concessão de energia elétrica eram a Constituição de 1891 – estipulava a fiscalização pelo poder concedente e as Lei 1.145 de 31 de dezembro de 1903, decreto 5.407 de 27 de dezembro de 1904; Lei 1.316 de 31 de dezembro de 1904 que dispunha vagamente sobre a geração de energia elétrica.

³⁹ Um exemplo destas disputas pode ser encontrado em Johnson et al (1996). Descreve-se a disputa jurídica entre The São Paulo Gas Co. Ltd. e a Prefeitura de São Paulo. Em 1942 a companhia solicita a elevação das tarifas pela cláusula –ouro, incluída no seu contrato inicial. A justificativa para o pedido era o reajuste da hulha importada, como reposta a Prefeitura questionou sobre a variação dos outros custos, defendendo o princípio do “serviço pelo custo”.

O Código de Águas marca a reorientação ideológica para o setor elétrico⁴⁰. A partir deste marco regulatório, foi reduzindo-se progressivamente a participação privada nos investimentos do setor e ampliando-se a participação das empresas estaduais e federais (Johnson et al, 1996).

Um dos aspectos fundamentais do modelo implantado neste período é o reconhecimento da indústria de energia elétrica como a prestação de um serviço de utilidade pública. O artigo 147 da Constituição de 1937, direcionava este entendimento:

“A Lei Federal regulará a fiscalização e revisão das tarifas dos serviços públicos, explorados por concessão, para que, no interesse coletivo, delas retire o capital uma retribuição justa ou adequada e sejam atendidas convenientemente as exigências de expansão e melhoramentos dos serviços. A lei se aplicará às concessões feitas no regime anterior de tarifas contratualmente estipuladas para todo o tempo de duração do contrato.”

Já naquela época possuía-se a noção que a eletricidade era imprescindível à maioria das atividades produtivas e de serviços, ao desenvolvimento do país, além de proporcionar a manutenção ou melhoria do bem-estar alcançado pela sociedade.

A partir do Estado Novo, a participação estatal na economia foi crescente. A estatização do SEB foi acelerada no final dos anos 50, com a criação de diversas empresas estatais federais e estaduais, que passaram atuar sob a liderança da Eletrobrás, que assumiu as funções de coordenação, planejamento, operação e financiamento do setor.

Este modelo estatal consolidou-se nos anos 70 e 80, garantindo o suprimento das necessidades de energia elétrica para a industrialização forçada, marcada pelo modelo de substituição das importações, no Brasil. A construção de Itaipu, em 1984, marca a consolidação deste modelo⁴¹.

Finalmente, a participação estatal na economia passou a ser mais questionada a partir da década de 80, uma vez que, com a crise cambial e fiscal, o Estado brasileiro já

⁴⁰ Dentro deste contexto histórico, o poder público começa a ser dotado de instrumentos para disciplinar as concessões dos serviços públicos de energia elétrica. A primeira medida foi o decreto nº 20.395, de 15 de setembro de 1931, que suspendeu qualquer transação envolvendo jazidas minerais e quedas d'águas. Em seguida, revogou-se a “Clausula–Ouro”, existente na maioria dos contratos de concessão, através do decreto nº 23.501, de 27 de novembro de 1933. E em 10 de junho de 1934 edita-se o decreto 24.643, o Código de Águas.

⁴¹ O auge da intervenção estatal na economia ocorreu na ditadura militar, governo Geisel, com a implantação do II PND. Esta fase se caracteriza pela consolidação da estatização quase total do SEB.

não podia impulsionar a economia. Esta fase se evidencia pela crise de governança e governabilidade instaurada no Brasil, especificamente nos setores de infra-estrutura.

Neste cenário, as empresas de energia elétrica foram fortemente impactadas, já que estavam alavancadas com empréstimos internacionais, pagando elevados juros, e suas tarifas, fonte de autofinanciamento, passaram a ser usadas como instrumento macroeconômico de combate à inflação. Por fim, a constituição de 1988 retirou os impostos setoriais - Imposto sobre a Utilização de Energia Elétrica – IUEE e Empréstimo Compulsório – EC, responsáveis pela reconstrução do setor.

Em meados de 1992, a situação do setor elétrico era insustentável, generalizando-se a inadimplência intra-setorial. A quase totalidade das empresas vivia um *déficit* crônico de caixa, uma incapacidade de pagamento das dívidas externas e internas, que eram honradas pelo tesouro nacional e uma paralisação quase total do parque de obras (Pires, 1999a).

Outro fator que levou a insolvência do modelo estatal foi a generalizada má-gestão das empresas estatais que foram utilizadas para fins políticos inviabilizando um gerenciamento administrativa em bases técnicas e focada na eficiência. Neste contexto, o setor elétrico trabalhava longe do ótimo econômico e, finalmente, todos esses fatores custaram R\$ 20 bilhões aos cofres públicos, recursos usados para saneamento das empresas do setor.

A reestruturação em curso no Setor Elétrico Brasileiro iniciou-se com a lei Eliseu Resende, nº 8.631/93, que trouxe importantes modificações para o cenário econômico nacional e, em especial, para o próprio setor. A primeira delas foi o redesenho do papel do Estado, que transfere à iniciativa privada a responsabilidade pelo fornecimento dos serviços de infra-estrutura.

Outra característica desse novo modelo diz respeito à reorganização do mercado, por meio da desverticalização das atividades do setor (geração, transmissão, distribuição e comercialização), uma concepção que estimula a competição na oferta e na comercialização de energia elétrica.

3.2 AS PRINCIPAIS REFORMAS

A Constituição Federal de 1988, no Artigo 21, define a exploração da concessão de energia elétrica. A regulamentação deste artigo foi feita através da Lei das Concessões e Permissão de Prestação de Serviços Públicos, Brasil (1995a), e depois complementada em Brasil (1995b). Essas leis definiram um escopo mínimo da reestruturação do setor elétrico. Os principais pontos de destaque destas leis são:

- instituição de outorga de novas concessões através do preço licitado para serviços de eletricidade, ou através do maior valor oferecido à União, pela concessão;
- extinção da reserva de mercado em favor das quatro geradoras federais (Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte);
- criação do mercado livre e cativo, sendo que o primeiro deverá ser disputado competitivamente pelas concessionárias estatais ou privadas e os produtores independentes de energia;
- estabelece normas gerais que possibilitam o processo de privatização das empresas com outorga de novas concessões; possibilita amplo acesso às redes de transmissão e distribuição;
- define o cronograma do mercado de consumidores livres; cria o produtor independente de energia.

Para implantar a reforma neste setor de maneira mais eficiente, o governo brasileiro contratou, em meados de 1996, uma consultoria internacional, a Coopers & Lybrand. Esta empresa elaborou um estudo sobre o setor elétrico brasileiro que teve como paradigma a reforma inglesa. Como consequência as novas entidades e mecanismos de regulação definidos para legislação setorial são idênticas aos implementados na Inglaterra.

3.2.1 Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Em termos gerais, a reforma pela qual vem passando o setor elétrico nacional privilegia, entre outros pontos a atuação como regulador das atividades de infra-estrutura⁴². A Lei referenciada em Brasil (1996), regulamentada em Brasil (1997), constitui a primeira autarquia sob regime especial instituída pelo governo federal, a Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, com a finalidade de regular e fiscalizar a geração transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A ANEEL vem substituir o atrofiado Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica-DNAEE e, dentre as suas características principais, tem-se: autonomia decisória, autonomia financeira, estabilidade administrativa, quadro de pessoal próprio.

3.2.2 O Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE

O MAE, outra instituição fundamental do novo modelo, foi criado em Brasil (1998a) e regulamentado em Brasil (1998b), e sua função é a de intermediar todas as transações de compra e venda de energia elétrica⁴³. Portanto, participam do MAE os geradores, distribuidores, comercializadores e os grandes consumidores livres⁴⁴.

O MAE funciona como uma câmara de compensação de contratos. Dois tipos de contratos de compra e venda de energia são registrados no MAE e caracteriza-se pelo prazo das operações.

Os contratos bilaterais de longo prazo, estabelecidos entre empresas, são de horizonte mínimo de dois anos⁴⁵. No mercado de curto prazo, o preço da energia deverá apresentar oscilações de acordo com o risco de déficit do sistema e com a sua capacidade

⁴² Uma característica importante do modelo anterior do SEB foi a inviabilização do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, como órgão de fiscalização e controle. Problemas similares também ocorreram em outros setores e países. Empiricamente evidenciou-se que quanto maior e mais forte as concessionárias estatais de serviços públicos mais difícil sua fiscalização.

⁴³ As bases de funcionamento do MAE é Acordo de Mercado, que rege as obrigações e direitos de seus membros, as condições de adesão, as garantias financeiras, a gestão econômico-financeira do mercado e a definição de suas regras comerciais.

⁴⁴ Segundo Acordo de Mercado, participam do MAE todos os geradores com capacidade igual ou superior a 50 MW, todos os varejistas (distribuidoras e comercializadores de energia) com carga anual igual ou superior a 100 GWh e todos os grandes consumidores com demanda acima de 10 MW. Para maiores detalhes sobre as resoluções aqui apresentados ver ANEEL (2002).

de atendimento da demanda. O total de energia a ser comercializada no mercado de curto prazo não deverá ultrapassar a parcela de 10% a 15% do total da energia transacionada no MAE, já que as empresas distribuidoras são obrigadas a contratar 85% do volume total de seu mercado da energia do mercado cativo através de contratos de longo prazo.

A princípio, o mercado curto prazo deverá envolver também a oferta mínima de sobras de energia, para complementar eventuais necessidades de energia para atender às exigências contratuais das distribuidoras, já que atualmente quase toda energia gerada no mercado é negociada nos contratos iniciais. Estes contratos têm a função de estabelecer um período de transição para completa competição na geração de energia elétrica. Segundo Pires (1999a);

“A imediata entrada em vigor da livre negociação de contratos de fornecimento de energia no MAE provocaria um choque nos preços da eletricidade no Brasil, pois o custo médio de suprimento, repassado para a concessionária monopolista de distribuição, e desta para os consumidores finais, iria refletir os crescentes custos marginais de expansão do sistema.”

A partir de 2003, os volumes de energia comercializada pelos contratos iniciais deverão decrescer em 25% ao ano, não havendo mais nenhuma energia comercializada através desses contratos em 2006.

3.2.3 A Geração de Energia Elétrica

A geração de energia elétrica no Brasil possui características próprias que a difere do resto do mundo. Mais de 90% da energia elétrica gerada no país é de origem hidráulica. Estima-se ainda, que só foram utilizadas 25% deste potencial. A tabela 03 a seguir, apresenta a atual participação de energia primária na geração de energia elétrica no Brasil:

⁴⁵ Estes contratos são considerados como *hedge* das flutuações momentâneas do preço da energia, que ocorrem no mercado de curto prazo.

Tabela 03 – Participação por tipo de geração

Tipo de Geração	Participação
Hidráulica	90,5 %
Derivados Petróleo	6,4%
Carvão	2,1%
Nuclear	1,0%

Fonte : Plano decenal de Expansão- 2000/2009 – Eletrobrás (2000)

Outro aspecto relevante diz respeito à dimensão continental do país, que explica a diversidade hidrológica entre as bacias e submercados, onde estão localizadas as usinas que possuem uma grande participação de usinas de grande porte, algumas com reservatórios plurianuais, ou seja, com capacidade de armazenar águas para mais de um ano de operação, não havendo necessariamente coincidência dos meses em que as vazões estão acima ou abaixo da média anual nos diferentes rios ou trechos de um mesmo rio.

Assim, a operação otimizada deste parque hidroelétrico implica em uma economia de aproximadamente 25% da energia global armazenada. Este fato gerou um grande problema inicial para os formuladores do novo modelo para o setor. Se o modelo totalmente desregulamentado na geração de energia elétrica fosse levado a cabo, imediatamente se perderiam um quarto da capacidade energética do setor.

A solução foi descolar o mundo comercial, financeiro e contratual, da realidade física dos volumes de energia gerados pelas usinas hidroelétricas. Criou-se então um complexo sistema chamado de Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. Através deste mecanismo, a energia gerada pelas usinas seriam determinadas de forma a otimizar a acumulação total dos reservatórios, regulação técnica, desta forma em períodos mais propícios cada usina despacharia uma maior quantidade de energia de forma que compensasse uma menor geração em outros períodos.

Na expansão do parque gerador, um aspecto importante é a modificação da matriz energética nacional. O governo está estabelecendo diretrizes para promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país e, no caso mais representativo, desenvolver a indústria do gás natural, ampliando a sua participação na oferta de 2,7% para 12%, a partir principalmente da ampliação da oferta de energia elétrica através das termelétricas (Plano decenal de Expansão- 2000/2009 – Eletrobrás 2000).

3.2.4 A Transmissão e o Operador Nacional do Sistema -ONS

No novo modelo, o sistema de transmissão é considerado monopólio natural. As linhas de transmissão acima de 230 kV pertencem a rede básica de transmissão e são operadas pela ONS⁴⁶, empresa cuja finalidade é a integração adequada da diversidade hidrológica e a otimização da operação do sistema hidroenergético, resultando em um aumento da energia garantida para o sistema como um todo e menor nível de risco de déficit.

Por sua vez, o ONS⁴⁷ foi criado por meio da Lei 9.648/98 e regulamentado pelo Decreto 2.655/98, e tem a responsabilidade de controle operacional direto de todos os que compõem a rede básica de transporte de energia elétrica, sejam eles de propriedade das empresas de geração, ou transmissão.⁴⁸

Devido às grandes distâncias da geração hidroelétrica ao centro de consumo, o sistema de transmissão é relativamente desenvolvido. Entretanto, a dimensão continental do Brasil impede que haja uma rede de transmissão adequada. O resultado é a divisão do mercado total em quatro submercados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste, e Norte, explicitando a limitação das possibilidades de trocas de energia entre essas áreas.

Basicamente, as atuais linhas de transmissão eram de propriedade das empresas geradoras. No entanto, de acordo com a lógica da reestruturação setorial as empresas foram obrigadas a criar empresas específicas de transmissão de energia elétrica.

A expansão do sistema de transmissão se fará através de licitações⁴⁹, cujo vencedor será o que oferecer o menor preço, sendo remunerado por este. Neste caso, a competição

⁴⁶ A rede básica dos Sistemas Interligados foi caracterizada pela lei n 9.074/95. A resolução DNAEE n 244/96 definiu a composição desta rede, revista posteriormente pela resolução n 245/98 da ANEEL, que fixou como critério básico o nível de tensão igual ou superior a 230 kV, excetuando-se as instalações destinadas ao uso exclusivo de uma geração ou consumidor. Em casos especiais, instalações com tensão inferior a 230 kV, podem ser consideradas da rede básica, desde que sejam consideradas relevantes para operação desta rede (ANEEL, 2002).

⁴⁷ As principais funções do ONS são as seguintes: garantir o livre acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória. Contribuir para que a expansão do sistema se faça ao menor custo; Contratar e administrar os serviços de transmissão de energia elétrica; Supervisionar e controlar a operação do sistema interligado; promover a otimização da operação do sistema elétrico, fazendo o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração (ONS, 2002)..

⁴⁸ A resolução 433/00 ANEEL estabelece as instalações pertencentes a rede básica de transmissão sendo operadas pelas concessionárias de transmissão e controladas pelo ONS.

⁴⁹ A lei n 9.074/95 estabeleceu que as instalações da Rede Básica tenham concessão mediante licitação, realizada nos termos das leis n 8.666/93, 8.987/95 e 9.074/95.

ocorre na licitação da linha de transmissão, conforme propõe a Crítica de Demsetz (Basso e Silva, 2000).

3.2.5 A Distribuição de Energia Elétrica

O segmento de distribuição de energia elétrica também mantém a condição de monopólio natural com a continuação do regime de concessões. Praticamente, todas as empresas estaduais de distribuição foram privatizadas. As tarifas neste setor deverão ser reguladas pelo sistema *price cap*, que substitui a antiga remuneração de preço pelo custo.

Este segmento do setor elétrico é considerado monopólio natural com a continuação do regime de concessões. Praticamente todas as empresas estaduais de distribuição de energia elétrica foram privatizadas, e as principais características deste segmento são:

- obrigação de fornecimento do mercado cativo;
- possibilidade de participar da comercialização de energia para os clientes livres;
- separação contábil entre a empresa “fio” e a comercialização;
- limitação de 30% na capacidade de geração
- as tarifas neste setor deverão ser reguladas pelo critério de *Price cap*, que substitui a antiga remuneração de preço pelo custo, para o mercado cativo
- tarifas de uso da distribuição, não discriminatórias, com a finalidade de imprimir uma concorrência

3.2.6 As Comercializadoras e os Clientes Livres

As empresas comercializadoras são novos agentes setoriais, e têm a finalidade de concorrer com as empresas distribuidoras, possuidoras das áreas de concessão e um mercado antes cativo. A existência da empresa comercializadora de energia está intimamente ligada ao cliente livre. Estas empresas deverão conquistar fatias de mercado das concessionárias através da redução dos preços cobrados. Uma das principais características dessas empresas é a ausência de ativos⁵⁰.

⁵⁰ As receitas destas empresas advirão das margens que se adicionará ao custo inicial da energia comprada dos geradores, obviamente deduzidas dos impostos específicos. Essas margens serão extremamente baixas, de 1% à 3%, dependendo dos volumes comercializados, o que será significativo para uma empresa sem custos irrecuperáveis e capitais investidos.

A concorrência que se estabelecerá na comercialização será gradativa, na medida em que os contratos iniciais desapareçam e os novos empreendimentos na geração de energia sejam comissionados e os custos superiores da nova energia sejam repassados para as tarifas. Assim, a concorrência tornará efetiva a partir de 2006.

No que diz respeito à comercialização de energia elétrica, a Lei 9.648/98 estabeleceu a imediata entrada em vigor da liberdade de escolha do fornecimento de energia para os consumidores com carga igual ou superior a 10 MW e que sejam atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV.

A reforma do setor elétrico prevê a redução progressiva do segmento de consumidores cativos, a partir do ano de 2003, se estabeleceram reduções nesses limites, para aumentar, assim, a abrangência de consumidores com essa opção.

3.2.7 A Regulamentação da Concorrência e Acesso a Rede

No Brasil, a regulamentação do acesso das redes de transmissão e distribuição foi estabelecida na resolução 281/99/ANEEL. As tarifas de acesso são determinadas por zona. Existe a intenção de modificação desta metodologia para o modelo por distância percorrida, o que deverá oferecer melhores sinais econômicos para instalação de geração, consumidores e ampliação do sistema.

O Acompanhamento do Poder de Mercado no SEB vem sendo debatido em três frentes: desverticalização, limitação de autocontratação e acompanhamento do processo de concentração do mercado.

No caso da limitação de auto-contratação, esta torna-se necessária pela possibilidade de diminuir ou até mesmo eliminar a competição na geração, seja pela criação de barreira à entrada pelas distribuidoras seja pelo desinteresse dos produtores independentes de energia de trabalhar nas margens do mercado. A resolução nº 278/00 estabelece um limite de 30% para autocontratação pelas distribuidoras.

A resolução nº 94/98 ANEEL estipula outros limites: à composição acionária, à propriedade cruzada e à política de compra de energia entre agentes. Segundo essa resolução, é vedado aos agentes:

- Deter mais do que 20% da capacidade instalada nacional ou 25% e 35%, respectivamente, da capacidade existente nos sistemas interligados sul-sudeste-centro-oeste e norte-nordeste;
- Deter mais do que 20% do mercado nacional de distribuição ou 25% e 35%, respectivamente, do mercado de distribuição nos sistemas interligados sul-sudeste-centro-oeste e norte-nordeste;

3.3 A CRISE DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

O mercado brasileiro de energia elétrica é caracterizado pelo fato de apresentar taxas de expansão bem superiores às do PIB. No período 1991-1994, o consumo total de energia elétrica apresentou uma taxa média de crescimento de 3,5% a.a., enquanto o PIB cresceu a uma taxa média de 2,8%. Nos seis anos seguintes, o crescimento médio do PIB foi de 2,6%, ao passo que o consumo de energia elétrica cresceu a uma taxa média de 4,5% a.a. (Pires et ali, 2001).

Diante deste cenário, era de se esperar que houvesse uma rápida expansão da oferta de energia suficiente para atender o crescimento da demanda. No entanto, a expansão da oferta de energia elétrica apresentou, na década de 90, um crescimento bem mais lento que o do consumo : 3,3% a.a.

Dessa forma, o sistema elétrico brasileiro viveu, nos anos 90, uma situação de esgotamento da sobrecapacidade existente, viabilizada por projetos realizados nos períodos anteriores e que anteciparam as necessidades de crescimento da demanda por vários anos.

Esta situação agravou-se até chegar, no fim da década, a um nível de déficit de eletricidade acima de 5%, limite do critério aceitável. Desde 1996, o estudo realizado pela Coopers & Lybrand já indicava que o equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica era questionado e classificado como precário. A figura 04 abaixo, mostra a redução gradual da acumulação da energia no nordeste.

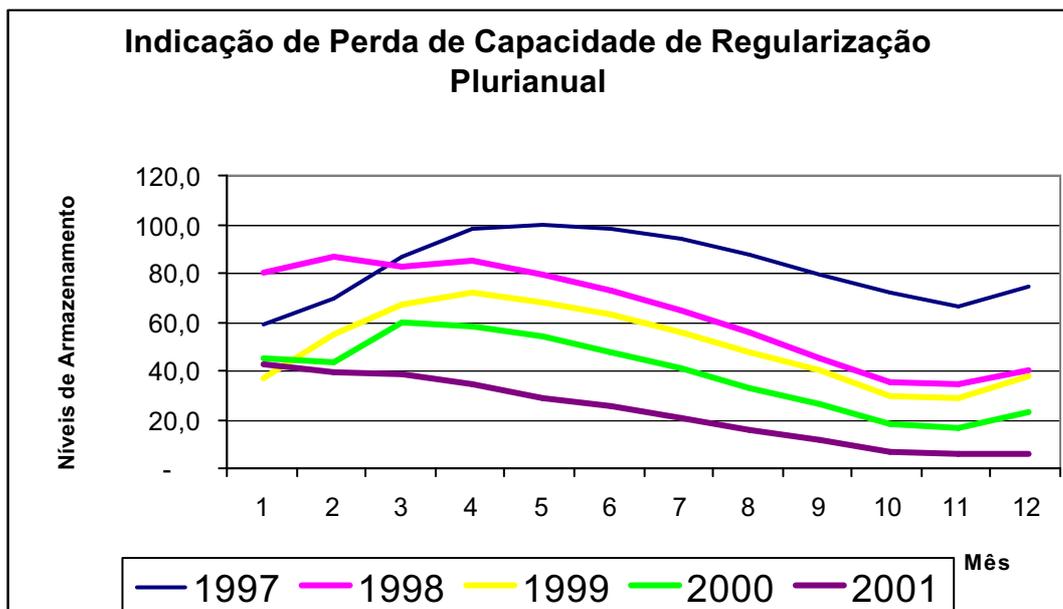


Figura 04 - Perda de Capacidade de Regularização Plurianual no Nordeste

Fonte: ONS, 2001

Em uma tentativa de evitar o racionamento iminente, o Ministério de Minas e Energia (MME), a ANEEL e o BNDES adotaram um conjunto de medidas emergenciais para induzir e viabilizar o aumento da oferta de eletricidade no curto prazo, criaram o Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico - PPT, aplicáveis para obras de geração identificadas como prioritárias.

Finalmente, o MME autorizou a Eletrobrás a atuar como comercializadora de energia, celebrando contratos de compra antecipada de energia com os investidores em geração térmica o que terá o efeito, inclusive, de facilitar a obtenção de financiamentos para a construção desses projetos. Apesar dessas medidas, das 49 termelétricas previstas, somente 14 efetivamente tornaram-se um projeto, sendo que quase todas associadas a Petrobrás. No entanto, toda essa carga de incentivos irá gerar grandes distorções no mercado de energia elétrica com conseqüente aumento das tarifas, além de não conseguir evitar o racionamento.

Em 2001, o Brasil foi submetido a um dos piores regimes pluviométricos das últimas décadas, prejudicando o abastecimento dos grandes reservatórios do Sudeste, Centro Oeste e Nordeste.

Nos meses de março e abril/2001, houve um agravamento acentuado da situação. O armazenamento verificado no final do período úmido, em relação ao mínimo de segurança (que era de 49% nas regiões sudeste e centro oeste e de 50% na região nordeste), configurou um quadro crítico para o atendimento à carga no restante do ano. Com isso, após inúmeros estudos e simulações, foi adotado o Programa Emergencial de Retenção do Consumo de Energia Elétrica, o racionamento, com início em junho/2001.

O racionamento de energia elétrica foi coordenado pela Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE), órgão ligado diretamente a Presidência da República, com participação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), primeiros responsabilizados por esta conseqüência. No primeiro momento, a CGE assumiu a missão de tornar possível o racionamento, tendo em vista o elevado índice de economia de energia, em torno de 20%⁵¹.

A coordenação dos trabalhos do racionamento levou a GCE a editar 118 resoluções entre 16/05/2001, quando foi decretada a necessidade de redução do consumo de energia elétrica, e 19/02/2002, quando foi anunciado o fim do racionamento. Durante este período, consumidores residenciais, além de pequenos usuários comerciais e industriais tiveram de reduzir seu consumo em 20%. Grandes consumidores tiveram de reduzir o consumo entre 15% a 25% (10% nas áreas rurais), dependendo muito da utilização e do valor agregado que eles geravam e da energia consumida. Houve ainda o estabelecimento de uma maior redução do consumo para as classes: poder público e iluminação pública. Todos os consumidores estiveram sujeitos a tarifas de energia substancialmente mais altas e a cortes seletivos de energia se não atingissem as metas.

Esperava-se que o racionamento representasse um choque de oferta na economia brasileira. Os impactos esperados estavam distribuídos da seguinte forma por toda a economia: queda do PIB, particularmente em bens eletrointensivos; queda do emprego; e, aumento de preços, sobretudo o da energia e bens associados a ela.

Alguns fatores colaboraram para que o quadro não fosse pior. Dentre eles, destaca-se a forte participação dos consumidores residenciais na redução do consumo de energia, a

⁵¹ Apesar da eficiência e esforço de coordenação na condução do racionamento pelo CGE, o sucesso deste programa deveu-se principalmente a conscientização da população brasileira. A noção de sucesso é aqui entendido como a não realização de cortes do consumo de energia e outros eventos, que trariam graves conseqüências econômicas e sociais, mas que possuíam grande probabilidade de ocorrência.

existência de mecanismos de comercialização de energia em mercados secundários, além do incremento da atividade produtiva em alguns setores industriais, a exemplo das indústrias de máquinas e equipamentos para geração e distribuição de energia elétrica.

Ainda assim, ficou definido o prosseguimento dos trabalhos da GCE, a fim de evitar a repetição de problemas no suprimento de energia elétrica nos anos posteriores, uma vez que o racionamento acabou, mas a crise de energia ainda não foi inteiramente solucionada.

3.4 A INCONSISTÊNCIA DO MODELO

O sistema elétrico brasileiro viveu, nos anos 90, uma situação de esgotamento da sobrecapacidade existente, viabilizada por projetos realizados nos períodos anteriores e que anteciparam as necessidades de crescimento da demanda por vários anos, já que não houve investimentos significativos em geração de energia elétrica neste período. A ausência de recursos dos governos estaduais e federais inseridos em uma grave crise fiscal, com tarifas extremamente baixas utilizadas no combate a inflação, e impossibilidade de acesso de recursos externos, implicou na postergação de praticamente todas obras neste período.

A dificuldade da transição entre os modelos foi subestimada. Segundo Pires et al, (2001), as indecisões no novo modelo regulatório, foram as principais causa do atual choque de oferta:

“A partir da constituição desses aspectos básicos para o funcionamento do novo modelo competitivo, poder-se-ia perguntar o que ocorreu para que o risco de racionamento de energia do sistema seja uma possibilidade efetiva no horizonte. Esse risco pode ser explicado por três razões distintas, embora relacionadas entre si. A primeira está ligada à longa e dessincronizada transição do modelo estatal para o modelo privado. A segunda se refere aos riscos regulatórios do novo modelo, que geraram paralisia na decisão de investir da iniciativa privada. A terceira se explica pela ausência de articulação, tanto durante a concepção quanto na implementação, das reformas do setor elétrico, de petróleo e de gás natural.”

Na verdade, desde 1988, com a promulgação da nova constituição, as empresas federais de geração não possuíam mais a concessão dos novos aproveitamentos

hidrelétricos, estes deviam ser licitados⁵². Por outro lado, o governo estava tentando reduzir o seu déficit orçamentário e cumprir as rigorosas metas acertadas com o Fundo Monetário Internacional. Conseqüentemente, houve uma falta de investimentos na expansão da geração e transmissão de energia elétrica, uma vez que tais investimentos eram considerados despesas pelo critério de controle das contas públicas do fundo. Pode-se adicionar a estas causas a decisão de privatizar o setor.

Durante este período, a expansão do sistema restringiu-se basicamente à retomada de obras paralisadas e à construção de novas usinas, por parte de produtores independentes e das novas concessionárias de distribuição interessadas em reduzir a sua dependência de suprimento até o limite de integração vertical estabelecido pela ANEEL.

A partir de 1999, diversas licitações e autorizações vêm sendo realizadas para construção de usinas hidroelétricas de pequeno e médio porte, além de termelétricas. Entretanto, alguns fatores vêm impactando negativamente a decisão de investir em obras de geração necessárias para garantir a expansão do sistema.

Em primeiro lugar, as distribuidoras de energia elétrica, potencialmente os maiores interessados na expansão do sistema de geração, não sentiam a necessidade de realização de contratos de compra de energia nova, pois possuíam, nos contratos iniciais, toda energia necessária para atender o seu mercado consumidor. Não havia, portanto, nenhum incentivo para as concessionárias de compra de energia nova, antes da divulgação das regras para recontração dos volumes de energia velha, que sobriam com a redução dos contratos iniciais. Estes contratos foram feitos a partir da energia firme das usinas existentes, as quais foram superestimadas, o que a rigor não era problema das distribuidoras e sim do governo federal, acionista majoritário das empresas geradoras.

Em seguida, pode-se dizer que a reestruturação do setor chegou em um momento de inflexão de custos quanto a geração de energia. Segundo Pires (1999a):

“No que se refere aos custos do sistema, é evidente que o setor elétrico se beneficiou das possibilidades de aproveitamento ótimo da base hídrica existente, atingindo uma das tarifas de suprimento mais baixas do mundo. Todavia, essas perspectivas se esgotaram e o novo potencial existente encontra-se distante dos centros de consumo (região amazônica) e, conseqüentemente, com elevados custos e perdas de transmissão decorrentes de seu aproveitamento.”

⁵² A lei das concessões foi outorgada vários anos após a constituição de 1988. Neste período, as obras e principalmente os projetos na área de geração foram adiados.

Existem estimativas de um potencial hidráulico de 260.000 MW, quatro vezes o potencial hoje utilizado, segundo a ANEEL. Entretanto, em sua grande maioria, estes aproveitamentos estão cada vez mais longe dos centros consumidores o que inviabiliza economicamente uma parte destes.

A alternativa seria a geração térmica, com o aproveitamento do gás natural importado do gasoduto Bolívia-Brasil, as importações da Argentina e da África e das eventuais descobertas de reservas pela Petrobrás. Mesmo neste caso, o custo marginal de expansão é bastante superior aos atuais custos marginais de operação.

Outro fator que desestimula o investimento em geração de energia diz respeito a alguns entraves à expansão térmica através do gás natural, devido a alguns problemas que serão apresentados a seguir:

- A grande dificuldade inicial é que o país importa o gás natural, que tem seu valor atrelado ao dólar, este fato, conhecido como risco cambial, imprimiu uma elevação nos custos em razão da desvalorização do dólar no início de 1999 e nos meados de 2001⁵³.
- Acrescenta-se aos problemas da geração de base térmica as incertezas provocadas pelas novas regras regulatórias. As novas térmicas não contarão com os mecanismos de realocação de energia e o despacho centralizado já discutidos anteriormente, devendo recorrer ao MAE no caso de parada não prevista para manutenção
- Por sua vez, as concessionárias não celebram contratos de longo prazo (PPA's)⁵⁴ com a geração térmica, contratos que seriam a base do financiamento, exigidos pelos bancos de investimentos. Um dos entraves foi aparentemente resolvido a partir da criação do Valores Normativos pela resolução n.º 233/99 ANEEL, mesmo assim persistem dois outros problemas para as distribuidoras: com a

⁵³ Segundo Jabur (2002), a primeira termelétrica do país vem enfrentando dificuldades, com o aumento de custos com a importação de gás devido a variação cambial. A AES Uruguaina que importa da Argentina seus insumos, tem contratos na base *take or pay*, gasta por mês US\$ 8 milhões. A térmica custou US\$ 445 milhões, e foi bancada unicamente pela controladora a AES Corporation, devido as indefinições de uma política para o setor, inviabilizando empréstimos externos.

⁵⁴ Os contratos de *Power Purchase Agreement* (PPA), tem a finalidade de servir de *hedge* financeiro para o Banco de investimento. Assim os produtores teriam que primeiramente fechar contratos com as empresas distribuidoras com a finalidade, de ter um fluxo financeiro pagos pelos consumidores

expansão do mercado competitivo e o número de consumidores livres, a sua demanda não será mais cativa, crescendo de forma vegetativa, impondo ao distribuidor ou ao comercializador grandes riscos de não vender seus estoques de energia; por fim os custos destes contratos com horizontes de 20 anos poderão torna-se obsoletos com a introdução de novas tecnologias ou mudanças de outra ordem em um ambiente cada vez mais competitivo.

- Sob o ponto de vista estrutural, as condições de concorrência do gás são muito limitadas: existe hoje um único fornecedor de gás, a Bolívia; uma única estrutura de transporte, o gasoduto Brasil-Bolívia e um único comercializador, a Gaspetro, tornando o mercado de concorrência imperfeita.
- Os contratos de fornecimento de gás natural são da modalidade “take or pay”, conhecidos por sua inflexibilidade, impondo o pagamento do produto independente de sua utilização.
- Adicionalmente, existe o problema de negociação do suprimento de insumos (gás natural) com as distribuidoras estaduais de gás natural que detêm monopólios regionais em suas áreas de atuação.

Finalmente, as regras de funcionamento do novo modelo construídas com o objetivo de adequar a cooperação inerente da geração de energia elétrica no Brasil, com a competição do novo modelo, determinam grandes riscos para os produtores independentes de energia elétrica de base térmica.

A possibilidade de competição com todo sistema hídrico, já que não existe competição dentro deste, somando-se a possibilidade de ser despachado a qualquer momento, retirando sua autonomia decisória, e, adicionalmente, ver-se de frente com custos marginais de curto prazo extremamente voláteis, determinaram a paralisação dos investimentos dos produtores independentes.

Dessa forma, a regulação técnica da geração, adicionada a uma nova estrutura de custos e associada a um mercado imperfeito do gás natural, criaram grandes barreiras a

entrada de produtores independentes e/ou novos investimento na expansão da geração de energia elétrica.

O governo, através o Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico – PPT, tentou reverter essas barreiras, em uma tentativa de evitar o racionamento eminente, o Ministério de Minas e Energia (MME), a ANEEL e o BNDES adotaram um conjunto de medidas emergenciais:

- preço especial para o Gás Natural especificamente para a geração de energia elétrica, com variação anual acompanhando a variação cambial;
- definição dos contratos entre a Gaspetro e as usinas térmicas por vinte anos, aproximadamente o tempo de vida útil dos empreendimentos;
- financiamento de até 80% do valor do empreendimento pelo BNDES;
- determinação pela ANEEL dos, já discutidos, valores normativos para a geração elétrica, que serviram como parâmetro para as transações da “energia nova” no MAE, permitindo, entre outras coisas, que os investidores em geração tenham maior previsibilidade de suas receitas;
- exigir das distribuidoras a comprovação de garantias de condições de atendimento, no longo prazo, de seu mercado cativo com o objetivo de estimular as concessionárias a estabelecerem contratos de compra de energia que viabilizem a construção de novas térmicas .

Todas essas medidas tinham natureza temporária, e a finalidade era reduzir a probabilidade de um racionamento. Significam também, o retorno ao investimento com remuneração garantida, neste caso em dólar, o que é uma grave distorção no modelo de reestruturação. Ao final do racionamento, as mesmas razões para a falta de investimento na geração de energia elétrica continuam.

As barreiras à entrada de novos produtores devido a estrutura de preços, competição com um sistema hídrico devido a regulação técnica e mercado imperfeito do gás natural são características encontradas no Brasil que não ocorreram no Reino Unido. Lá o problema enfrentado era de conduta dos agentes.

Resumindo, no Brasil, analisando sob a perspectiva da OI, especificamente do paradigma Estrutura Conduta e Desempenho, têm-se problemas estruturais surgidos principalmente a partir das características próprias do sistema elétrico brasileiro.

A seguir, serão explicitadas as propostas do governo para revitalização do modelo do SEB. O objetivo é determinar se as novas medidas irão retificar os problemas ora apresentados.