

VANDERLEI GOMES DE MELO

O SETOR ELÉTRICO NO BRASIL E NO MUNDO: MUDANÇAS RECENTES

SALVADOR

2002

VANDERLEI GOMES DE MELO

O SETOR ELÉTRICO NO BRASIL E NO MUNDO: MUDANÇAS RECENTES

Monografia apresentada no curso de graduação de Ciências
Econômicas da Universidade Federal da Bahia como requisito
parcial à obtenção do grau de Bacharel em Ciências Econômicas.

Orientador: Prof. Dr. André Garcez Ghirardi

SALVADOR

2002

Dedico este trabalho aos meus pais, Justiniano e Marinalva; aos meus irmãos e companheiros, Pedro Osmar e Sílvia Letícia; a Valdemira, minha amada esposa e, a Desirée Vitória, minha querida filha.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Justiniano e Marinalva, que tão bem souberam nos ensinar o real valor da educação.

Aos meus irmãos, Pedro Osmar e Sílvia Letícia, que sempre estiveram do meu lado nesta árdua caminhada.

À minha querida esposa que, desde a inscrição no vestibular, manteve o seu carinho e incentivo constantes, inclusive, nos momentos mais difíceis.

Aos professores Hamilton Ferreira Jr. e Luiz Alberto Bastos Petitinga, pelas valiosas contribuições que, certamente, enriqueceram o meu trabalho.

Ao meu amigo e orientador, professor André Ghirardi, pela orientação e incentivo constantes, principalmente, nos momentos em que demonstrei desânimo.

Aos meus amigos, Sérgio Lucena, Aline Fróes, Milton Poggio, Adriano, em especial, a Sérgio Luiz, pelo grande estímulo dado.

Aos meus colegas de trabalho da Faculdade de Ciências Econômicas, sobretudo, Alberto, Anita, Dalva, Edson, Helena, Hildecy, Hilário, Joana, Lina, Neide, Pedro, Raimundo, Valdinéia, Vania, Washington.

A todos, muito obrigado!

*“Há homens que lutam um dia e são bons.
Há outros que lutam um ano e são melhores.
Há os que lutam muitos anos e são muito bons.
Porém, há os que lutam toda a vida.
Esses são os imprescindíveis.”*

Bertolt Brecht

SUMÁRIO

	LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....	7
1	INTRODUÇÃO	8
2	EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	10
2.1	PRIMEIROS INVESTIMENTOS: A PREDOMINÂNCIA DO CAPITAL PRIVADO ESTRANGEIRO.....	10
2.2	O ESTADO ASSUME A CONDUÇÃO DO SETOR	12
3	POLÍTICAS REGULATÓRIAS NOS ANOS 90	18
3.1	A REFORMA NO SETOR ELÉTRICO BRITÂNICO	18
3.1.1	O pioneirismo das reformas.....	18
3.1.2	Breve histórico: a reestruturação do setor elétrico britânico.....	19
3.1.3	O novo modelo setorial.....	20
3.1.3.1	Estrutura regulatória	20
3.1.4	O mercado livre	21
3.1.5	O mercado cativo	23
3.1.5.1	A regulação tarifária	23
3.1.5.2	A qualidade do serviço	24
3.1.6	Conclusão	24
3.2	A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO NOS ESTADOS UNIDOS.....	25
3.2.1	Breve histórico	25
3.2.2	Estrutura regulatória	26
3.2.3	Mudanças recentes	27
3.2.3.1	O public utilities regulatory policy act - purpa.....	27
3.2.3.2	O energy policy act.....	28
3.2.4	O que mudou no setor elétrico nos Estados Unidos	29
3.2.5	A crise energética da Califórnia.....	30
3.3	SETOR ELÉTRICO NA UNIÃO EUROPÉIA.....	31
3.3.1	O quadro atual na união européia	31
3.3.2	A implementação das reformas	33
4	O NOVO MODELO SETORIAL BRASILEIRO	34
4.1	A CRISE DE FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO NOS ANOS 80.....	34
4.2	A PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	36
4.3	A REFORMULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	38
4.3.1	A Aneel e as agências estaduais de regulação	43
4.3.2	O Operador Nacional do Sistema - ONS	45
4.3.3	Mercado Atacadista de Energia - MAE	46
4.4	A CRISE DE ENERGIA NO BRASIL	50
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	52
	BIBLIOGRAFIA CONSULTADA	54

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Quadro 1	Capacidade instalada no Brasil 1915-30	11
Tabela 1	Taxa de crescimento do setor elétrico	16
Tabela 2	Evolução da liberalização da comercialização de eletricidade no Reino Unido – 1990/99	23
Quadro 2	Mercado de geração de energia nos Estados Unidos.....	26
Tabela 3	Características dos sistemas elétricos dos países da EU - 1996	32
Tabela 4	Riscos de déficit de energia (%) - sistema elétrico brasileiro.....	39
Figura 1	O novo modelo do setor elétrico brasileiro	42
Figura 2	Agências estaduais de regulação conveniadas à Aneel.....	45

1 INTRODUÇÃO

No mundo inteiro o setor elétrico vem passando por mudanças que alteram profundamente a sua forma de funcionamento. As reformas introduzidas no setor, visam uma maior eficiência econômica, através da introdução da concorrência. Dada a importância deste setor para o desenvolvimento econômico, ganha grande importância o estudo das reformas implementadas, preconizadas, na maioria dos casos, pela venda de ativos, desverticalização da indústria elétrica e adoção de novas regras regulatórias.

Os casos mais relevantes de reformas no setor elétrico no mundo são os dos Estados Unidos e da União Européia, destacando-se aí o Reino Unido, país que mais avançou nas reformas. Os Estados Unidos possuem uma forte tradição regulatória em monopólios naturais privados, e busca introduzir gradualmente a competição no setor. A União Européia, apresenta uma forte tradição de Estados nacionais provedores de infra-estrutura, característica herdada do pós guerra.

O Brasil e os países em desenvolvimento apresentam a especificidade de, ao tempo em que, implementam as mudanças no setor, buscando a eficiência energética, redução dos custos de produção e a redução dos custos ambientais na geração de eletricidade, tem que responder rapidamente a uma crescente demanda por energia.

No Brasil, os anos 80 foram marcados pela exaustão do modelo de substituição de importações, pela crise fiscal e pela incapacidade do Estado de prover os recursos necessários ao setor. Esse quadro ensejou um programa de reformas posto em execução na década de 90.

Nos anos 90, o setor passa por mudanças baseadas em experiências internacionais, que objetivavam a introdução da concorrência na geração e comercialização. Aproveitando o fluxo favorável de investimentos, o governo realiza a privatização de distribuidoras. No entanto, não consegue privatizar as principais geradoras do sistema, o que levará a uma mudança de rota, quando o governo faz a opção por modelo misto do proposto pela Coopers&Lybrand, com as geradoras sob controle estatal.

O objetivo deste trabalho é fazer uma revisão da literatura selecionada sobre o setor elétrico no Brasil e no mundo, discutindo os principais aspectos das mudanças recentes neste importante segmento da economia. O trabalho está estruturado da seguinte forma: no capítulo 2, fazemos um breve histórico da evolução do Setor Elétrico Brasileiro - SEB, partindo do período anterior ao anos 50, quando as empresas elétricas se encontravam em mãos de firmas privadas (algumas delas de propriedade estrangeira), passando pela estatização do setor, quando o mesmo apresentou expressivas taxas de crescimento, até chegarmos a crise de financiamento pela qual passou o setor nos meados dos anos 80, que levou a sua privatização.

O terceiro capítulo trata das políticas regulatórias adotadas recentemente nos Estados Unidos, na União Européia e no Reino Unido.

Por fim, no quarto capítulo, descrevemos o novo modelo setorial adotado no Brasil, que visa estimular a competitividade e o papel regulador do Estado. Apresentamos os principais "atores" e suas funções neste novo ambiente.

2 EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 PRIMEIROS INVESTIMENTOS: A PREDOMINÂNCIA DO CAPITAL PRIVADO ESTRANGEIRO

Os primeiros investimentos privados em geração e distribuição de energia elétrica no Brasil foram realizados pelo capital privado estrangeiro. No século XIX, a Grã-Bretanha era o principal investidor no Brasil. Essa posição declinou, até que nas décadas seguintes à Primeira Grande Guerra mundial, foi superada pelos Estados Unidos que, em 1951, já detinham 41% do total de investimentos externos no setor (BAER, 1997, p. 11).

A primeira hidrelétrica da América do Sul foi usina de Marmelos, que foi inaugurada em setembro de 1889 em Juiz de Fora. Ela destinava-se a abastecer uma fábrica de tecidos e dotar Juiz de Fora de iluminação elétrica (LEITE, p.387, 1997).

O setor neste período evolui com a construção de pequenas usinas destinadas a atividades industriais. Em 1899, a São Paulo Light and Power recebe a autorização para funcionar no Brasil. Em pouco tempo, consegue uma série de concessões no Rio de Janeiro e em São Paulo que lhe permite monopolizar a distribuição de energia elétrica. Outras cidades brasileiras eram atendidas por firmas locais com base em concessões outorgadas pelos municípios.

Neste período não havia uma legislação específica para os serviços de eletricidade (geração, transmissão e distribuição), esses eram baseados em atos de concessão e no contrato entre as concessionárias e o poder público. No governo Rodrigues Alves, ocorre uma tentativa de regulamentar esse setor, através do Decreto 5.407, de 1904, que estabelecia regras para os contratos de concessão e aproveitamento hidrelétrico. Porém, este decreto só abrangia as atividades desenvolvidas pelo Governo Federal.

Nos anos que antecedem a Primeira Guerra Mundial o principal produto de exportação brasileiro era o café. A interrupção do fluxo do comércio internacional durante a guerra, nos leva a um processo de substituição de importações, o que engendra um surto de industrialização, apoiado também, pela migração de capitais de fazendeiros para a

indústria, e pela vinda de imigrantes com cultura industrial de seus países de origem. Entre 1915 e 1920, segundo Leite (1997, p. 52), a produção industrial cresce 44%.

Essa década é caracterizada pelo predomínio da construção de usinas maiores e pela concentração de firmas concessionárias. Neste período se consolida a American and Foreign Power Co. (AMFORP), subsidiária da Electric Bond and Share. A AMFORP irá se concentrar no interior paulista e em outras regiões do país. Essa opção de concentrar seus negócios no interior do estado de São Paulo e em outras regiões do País, foi tomada em função do monopólio do grupo Light sobre o eixo Rio- São Paulo.

Apesar do domínio da Light e do aparecimento da AMFORP, o número de empresas no segmento se multiplica, ainda que esses serviços se encontrassem restritos às capitais dos Estados e a um limitado número de centros urbanos mais desenvolvidos. No período de 1920/30, o número de empresas cresce em mais de três vezes, como podemos verificar no quadro abaixo:

QUADRO 1

CAPACIDADE INSTALADA

	1915	1920	1925	1930
Número de empresas	-	306	-	1.009
Capacidade (MW)	310	367	507	779
Crescimento	-	18%	38%	54%
Capacidade/hab (watts)	13	13	17	23

Fonte: (LEITE, 1997, p. 58)

A política econômica apresentava então contornos liberais. Mantinha-se a política de governadores iniciada no governo de Campos Salles e sustentada por São Paulo e Minas Gerais, responsável pelo apoio ao governo federal (LEITE, 1997, p. 54).

A quebra da Bolsa de Valores de Nova York, em outubro de 1929, causou violenta crise econômica que atingiu os EUA e os países da Europa e teve reflexos negativos sobre as nossas exportações de café, uma vez que, os Estados Unidos eram o nosso principal comprador de café.

A Primeira Guerra Mundial e o "crash" da Bolsa de Nova York, tiveram grande influência no processo de industrialização brasileira. A interrupção do fluxo de comércio internacional, favoreceu a um novo surto de industrialização, isso em função da queda das exportações brasileiras, o que possibilitou uma transferência de recursos financeiros do setor agroexportador para o setor urbano-industrial. As dificuldades de importação, também, levaram a um grande número de comerciantes a direcionarem suas disponibilidades financeiras para as atividades industriais.

Internamente, a Revolução de 1930 proporcionou profundas transformações na estrutura política do País. No governo do presidente Getúlio Vargas houve um fortalecimento do poder central e uma forte centralização administrativa, principalmente depois de 1937.

2.2 O ESTADO ASSUME A CONDUÇÃO DO SETOR

A crise financeira mundial em 1929, com impactos negativos no modelo primário-exportador e a inexistência de poupança privada interna, levaram o Estado a assumir o papel de investidor. A reforma do Estado, de caráter centralizador e cunho nacionalista, foi apoiada nos Códigos de Águas e de Minas. Estes estabeleciam a separação entre os direitos de propriedade do solo, e os direitos dos recursos hídricos e das riquezas minerais existentes na superfície e no subsolo, que passaram a ser explorados mediante concessão e fiscalização do poder público.

O Código de Águas significou um mecanismo de controle e supervisão das firmas. A partir de então, os grupos privados só poderiam operar mediante concessão, outorgada por um período máximo de trinta anos, com exceção dos grandes investimentos que necessitavam de longo prazo para sua maturação e teriam concessão de 50 anos.

No Brasil, entre 1930-45, o Estado lança as bases institucionais em torno da industrialização: regulamentação da exploração de recursos minerais (Código de Águas e Minas), criação de conselhos de planejamento (Conselho Técnico de Economia e Finanças) e conselho de comércio exterior. Aliado a instrumentos de política fiscal e cambial. (CALABI, 1983, p. 95).

A partir de 1931, o governo federal passa a efetuar mudanças drásticas no setor, contratos anteriores são suspensos, inclusive a cláusula-ouro¹. A grande depressão no mundo aliada a uma campanha nacionalista, liderada pelo empresário Eduardo Guinle², levou o Governo Federal a estabelecer instrumentos de regulação dos setores hídricos e de energia elétrica, o principal desses instrumentos foi o Código de Águas, instituído através de um decreto, de julho de 1934.

Durante as décadas de 30 e 40 o país começa a passar pela situação de escassez de energia, que resultou em longos períodos de racionamento de energia elétrica. Segundo Leite (1997, p. 71), os principais motivos da deterioração dos serviços de eletricidade foram: a) mudanças no quadro institucional, a exemplo da nova legislação de 1934 e da Constituição de 1937; b) as dificuldades de importações de equipamentos necessários a manutenção e expansão dos serviços; c) a inflação do período, sobretudo durante a guerra, com elevação dos preços na ordem de 100%, em contrapartida, as tarifas não eram reajustadas a tempo, e em níveis que garantissem a manutenção das tarifas em termos reais. Essa crise leva o governo federal à primeira grande intervenção direta: a construção da usina de Paulo Afonso (1948).

No período compreendido entre 1930 a 1964, verifica-se uma crescente intervenção do Estado na economia, nesse período se consolida em modelo chamado por Argemiro Brum de Modelo de Desenvolvimento Nacional e Autônomo.

Aceitando-se a idéia de intervenção do poder público no mundo da economia, os governos buscaram saídas de acordo com as peculiaridades de cada país. O keynesianismo inspirou a New Deal (Nova Ordem) nos Estados Unidos, nacionalização

¹ O Código de Águas extinguiu a “cláusula-ouro” que prevalecia nos contratos de serviços de energia elétrica e gás, assinados no princípio do século. Através desta cláusula os preços das unidades de energia estabelecidos nos contratos seriam pagos metade em papel e metade em ouro, ao câmbio médio dos três meses de consumo.

² O empresário Eduardo Guinle liderou uma campanha nacionalista contra o comportamento e os lucros dos investidores estrangeiros (BAER, 1997).

nos diversos países da Europa, a seguridade social na França, welfare state (estado de bem-estar) na Inglaterra e outras políticas intervencionistas em diferentes países, inclusive Brasil (BRUM, 1998, p.192).

Apoiado num modelo de substituição de importações, o Estado brasileiro avança no setor siderúrgico com a criação da Companhia Siderúrgica Nacional (1943), no setor energético com a Petrobrás (1953), Chesf (1946) e posteriormente a Eletrobrás (1963).

A criação dessas empresas fazia parte do plano SALTE, elaborado no governo Eurico Gaspar Dutra (1946-1951). O plano SALTE, constituía-se no somatório de sugestões dos diversos ministérios, e era coordenado pelo Departamento Administrativo do Serviço Público (Dasp). O plano priorizava ações em quatro áreas: saúde, alimentação, transporte e energia. O plano SALTE não se tratava de um plano econômico completo, mas de uma tentativa de coordenação dos gastos públicos nessas áreas com duração prevista de cinco anos, compreendendo o período de 1950 a 1954. Os objetivos do plano eram: a melhoria nos serviços de saúde, a modernização da produção e fornecimento de alimentos, a modernização do sistema de transporte e o aumento do potencial energético do país. Contudo, o plano não durou mais que um ano devido a problemas de implementação e a inexistência de formas de financiamento.

No início da década de 50, o país contava com significativos financiamentos externos destinados a importação de equipamentos, porém, de acordo com Leite (1997, p. 98), o setor elétrico carecia de recursos para financiamentos em moeda nacional e se mantinha a indefinição tarifária. Essa conjuntura, põe o país em mais uma crise de energia, entre os anos de 1949-52, afetando principalmente o Sudeste, o que levará ao governo elaborar o Plano de Desenvolvimento de Energia, em 1952, com recursos do Fundo Federal de Eletrificação (FURTADO, 1997, p.176).

Neste período é constituída a Comissão Econômica Brasil - Estados Unidos de Desenvolvimento Econômico, cujo trabalho realizado no período de julho de 1951 a julho de 1953, embora não tenha sido formalmente adotado, contribuiu para a elaboração de projetos setoriais, qualificação de técnicos brasileiros na área de planejamento e a criação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE). O BNDE foi criado com a

função de ser um banco de fomento, com a missão de planejar, analisar e financiar a infraestrutura e projetos industriais. Parte dos estudos realizados pela comissão foram utilizados na elaboração de projetos financiados pelo BNDE e por organismos internacionais de crédito.

No governo de Juscelino Kubitschek, o setor elétrico é apontado como um dos "pontos de estrangulamento" do desenvolvimento nacional. Uma série de iniciativas são tomadas no intuito de resolver o problema: a construção da usina de Furnas, a aprovação do Decreto n.º 41.019, que regulamentou e tornou plenamente aplicável o Código de Águas de 1934.

Essa intervenção federal vai se ampliar em 1961, com a criação da Empresa Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás, conforme determinação da Lei n.º 3.890, que passa a atuar efetivamente em 1963 (CALABI, 1983, p. 190). No momento de sua criação a Eletrobrás incorporou a Companhia Hidroelétrica do São Francisco - Chesf, Furnas, a Companhia Vale do Paraíba e a Termelétrica de Charqueadas. A partir de então se implementa uma política centralizada no setor elétrico, sobretudo, na geração de energia. Em 1968 é criada a Eletrosul e cinco anos mais tarde a Eletronorte, integrando-se a holding Eletrobrás.

Em 1964, o então presidente João Goulart, é deposto. Toma posse o general Castelo Branco, que institui o Ato Institucional n.º 1 que assegurava amplos poderes ao governo. No governo Castelo Branco busca-se alcançar uma estrutura econômico-empresarial para o setor de energia elétrica. Estabeleceu-se a implantação da cobrança do serviço pelo custo, com a adoção de uma norma tarifária que assegurasse uma rentabilidade real para as concessionárias, ou seja, uma tarifa que permitisse a reposição dos custos e a remuneração do investimento. Leite (1997, p.147), aponta este período como raro na história inflacionária do País, já que, então havia um claro entendimento entre os ministros da área econômica e o das Minas e Energia, da necessidade de assegurar a viabilidade econômica das concessionárias.

O modelo idealizado para o setor passa a ser o seguinte: a Eletrobrás atua como uma empresa "holding" do setor, e como formuladora das políticas para o setor. Os projetos de geração interestadual são tocados pelas empresas federais. A distribuição fica a cargo de

empresas estaduais ou municipais. Com exceção do Rio de Janeiro e São Paulo, que são servidas pela estrangeira Light.

O financiamento do setor é feito via empréstimo compulsório, Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), associado a capacidade de autofinanciamento das empresas. Nessas condições o setor irá apresentar taxas de crescimento elevadas, como podemos verificar na tabela 1.

TABELA 1

TAXA DE CRESCIMENTO DO SETOR ELÉTRICO*.

ano	taxa de crescimento anual
1970	25,6
1971	9,7
1972	17,4
1973	13,8
1974	13,9
1975	26,5
1976	11,5
1977	11,6
1978**	-2,8
1979**	11,6

Obs.: * Sistema Eletrobrás + Itaipú.

** Total Autorizado.

Fonte: Eletrobrás Apud. CALABI, 1983, p. 187

O choque do petróleo de 1974 restringe a evolução econômica do país, mas, ainda assim, o governo Geisel desenvolve um ambicioso programa de energia, com Itaipu, e Tucuruí, além do programa nuclear. O programa nuclear brasileiro é posto em execução a partir da crise do petróleo de 1972-73, tinha a sua execução defendida pela necessidade garantir

uma suprimento de energia seguro e confiável, livre de turbulências externas. O programa teve início em 1969, quando foi designada à Centrais Elétricas de Furnas S.A. a construção da primeira usina nuclear. A americana Westinghouse venceu a concorrência internacional para o fornecimento de equipamentos e montagem da usina. Em junho de 1974, com as obras de Angra I em andamento, o governo autoriza Furnas a construir a segunda usina. Um ano depois, decidiu-se acrescentar mais uma usina ao sistema. Para Angra II e Angra III, a aquisição dos equipamentos foi feita junto à Alemanha. Em 27 de junho de 1975, Brasil e Alemanha assinaram em Bonn o Acordo sobre a Cooperação no Campo dos Usos Pacíficos da Energia Nuclear (que ficou conhecido como Acordo Atômico). O acordo previa a compra de quatro usinas pelo Brasil em troca da obtenção de toda a tecnologia necessária a seu desenvolvimento, previa também, a progressiva nacionalização dos equipamentos.

Os governos militares são caracterizados por duas fases distintas: 1^a - estabilização financeira, reformas econômicas e administrativas e retomada do desenvolvimento, baseado, principalmente na poupança interna, que vai de 1964 a 1974, quando ocorre o primeiro choque do petróleo; 2^a - procura-se manter o intenso ritmo de crescimento, com grande programa de investimento em infra-estrutura, com endividamento externo e substituição de importações. Essa segunda fase, se estende de 1974 até 1979, prolongando-se com grandes dificuldades até 1985. O modelo implementado pelo governo brasileiro teve sucesso, até meados dos anos 80, com vultuosos investimentos em geração, transmissão e distribuição. No período de 1966-70 foram aplicados anualmente em média R\$ 3.453 milhões (preços de 95). Já entre os anos 1976-80 foi alcançado uma média de R\$ 12.591 milhões, sendo que, um dos principais projetos deste período, a binacional Itaipu, absorveu 16,2% dos investimentos em energia elétrica no período.

3 POLÍTICAS REGULATÓRIAS NOS ANOS 90

3.1 A REFORMA NO SETOR ELÉTRICO BRITÂNICO

A reestruturação do setor elétrico no Reino Unido tem sido fonte de especial atenção em função do seu caráter de pioneirismo e radicalidade, servindo de inspiração para outros países, inclusive para a reforma do setor elétrico brasileiro. O mercado britânico constitui-se atualmente como um dos mais liberalizados do mundo.

3.1.1 O pioneirismo das reformas

A reestruturação do setor elétrico britânico se caracterizou pelo pioneirismo e, também, por ser a reforma mais radical já realizada no setor elétrico no mundo. Não por outro motivo, tem se apresentado como objeto de estudo e inspiração para os governos que, em seus países implementam mudanças nos seus respectivos setores de energia elétrica, servindo, inclusive de inspiração para os reformadores no Brasil.

As mudanças introduzidas no setor elétrico inglês faziam parte do programa liberal adotado pelo Partido Conservador Inglês, que esteve no poder de 1979 até 1997. Este programa previa a privatização de empresas estatais que atuavam na indústria aeroespacial, nas telecomunicações, eletricidade, água, aço, gás, carvão e, das estradas de ferro.

O marco da reforma do setor elétrico britânico é o Electricity Act (1989), que impôs a reestruturação setorial, além da privatização de ativos estatais, liberalização do fornecimento e montagem de um aparato regulatório. As reformas impostas ao setor, levaram a desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição, comercialização de energia e a introdução da concorrência na geração e na comercialização.

Se, por um lado, a reforma do setor elétrico inglês apresentou um caráter de radicalidade, por outro, caracterizou-se por uma prévia reestruturação, contemplando a montagem de um aparato regulatório. Essa preocupação aconteceu em função de problemas ocorridos

anteriormente. Em particular, no setor de gás natural, quando após a venda dos ativos estatais se consolidou um monopólio privado (ROSA, 1998, p. 24).

3.1.2 Breve histórico: a reestruturação do setor elétrico britânico

Até 1947, o setor elétrico inglês era constituído por centenas de fornecedores locais de eletricidade, estabelecimentos municipais e empresas privadas reguladas. Neste ano, se dá a nacionalização do setor sob uma estrutura altamente centralizada. A Central Electricity Authority (CEA) tornou-se responsável pela geração e fornecimento de eletricidade e com controle de quatorze Regional Area Boards.

Na Escócia, foi criado um sistema com duas empresas independentes e verticalmente integradas a South of Scotland Electricity Board e a North of Scotland Hydro-Electric Board. Em 1957, o *Electricity Act* criou a Central Electricity Generation Board (CEGB), com atuação na Inglaterra e no País de Gales. A CEA foi substituída por um Electricity Council, como um foro para a indústria. Dessa forma, geração e transmissão foram verticalmente separadas da distribuição e do fornecimento, muito embora participassem de uma estrutura geral coordenada. Através do Energy Act, de 1983, foi extinto o monopólio legal de geração da CEGB (PELÁEZ, 2000, p. 44).

Em 1988, foi divulgado o White Paper Privatising Electricity, contendo as propostas básicas para a reestruturação do setor elétrico britânico. O Electricity Act de 1989, criou a agência de regulação - o Office of Electricity Regulation (OFFER) e o posto de Diretor Geral de Electricity Supply (DGES). O mecanismo de regulação tarifária escolhido foi o price-cap, também conhecido como RPI - X³.

Antes da privatização, a Central Electricity Generating Board (CEGB) controlava as necessidades de energia da Inglaterra e do País de Gales, sendo responsável pela geração e transmissão de cerca de 95% de toda a energia comercializada no Reino Unido. Enquanto

³ O criador do price-cap foi Littlechild, que em 1983, propôs a sua aplicação para regular a British Telecom (BT) após sua privatização.

que, na Escócia e na Irlanda, o South of Scotland Electricity Board (SSEB) administrava a energia elétrica.

Em 1995, a CEGB foi dividida em quatro empresas, separando-se geração e transmissão. Na Inglaterra e no País de Gales, foram criadas as seguintes empresas: na geração, a PowerGen, a National Power e a Nuclear Electricity; na transmissão, a National Grid Company, que é propriedade de doze empresas de transmissão (as Regional Electricity Companies - RECs); e, uma empresa independente. Na Escócia e Irlanda foram criadas três empresas integradas verticalmente: a Scottish Hydro-Electric, a Scottish Power e a Northern Ireland Electricity (PELÁEZ, 2000, p. 44).

Logo após a reestruturação foram vendidas todas as empresas de eletricidade da Inglaterra e do País de Gales. Em dezembro de 1990, as doze REC e a NGC foram vendidas por 8 bilhões. Em maio de 1991, 60% das ações da National Power e da PowerGen foram vendidas por 2,2 bilhões. Os 40% restantes ficaram temporariamente de propriedade do Estado. Em junho de 1991, foram privatizadas a Scottish Power e a Scottish Hydro-Electric por 2,9 bilhões. A Northern Ireland Electricity foi privatizada em 1993. A Nuclear Electric, detinha oito usinas de geração energia nuclear, só foi privatizada em 1996 (PELÁEZ, 2000, p. 44).

3.1.3 O novo modelo setorial

3.1.3.1 Estrutura regulatória

O aparato regulatório ficou a cargo do Director General of Electricity Supply (DGES) e de uma agência de regulação a Office of Electricity Regulation (OFFER). Participam também do processo regulatório o Secretário de Estado de Comércio e Indústria e a Comissão de Monopólios e Fusões (MMC).

A agência de regulação, a OFFER, é uma agência independente com um diretor geral nomeado pelo Secretário de Estado de Comércio e Indústria e com mandato de cinco anos. O OFFER é supervisionado pelo Parlamento e, em suas atividades financeiras e

operacionais pelo National Audit Office e o Public Accounts Committee da Casa dos Comuns, enquanto que o DGES, anualmente deve enviar um relatório ao Secretário de Estado para ser encaminhado ao Parlamento.

Para os reguladores ingleses os segmentos de transmissão e distribuição seriam regulados pela OFFER, já que se trata de monopólios naturais. As reformas introduzidas deveriam garantir o livre acesso às redes, como forma de possibilitar a competição na comercialização de energia ao consumidor final.

Quanto ao acesso às redes de transmissão e distribuição, está previsto nos contratos de licença das empresas as obrigações a que estão sujeitas. Dessa forma, as distribuidoras devem garantir sistemas como transportadores comuns (common carriers) e não devem discriminar. A NGC deve distribuir energia de qualquer fornecedora e, não ter práticas discriminatórias, seja em termos de acesso ou de tarifa.

A reforma também previa o estabelecimento de um mercado livre, constituído por consumidores com demanda superior a 100 KW em 1994, e de um mercado cativo para consumidores com consumo abaixo deste limite. No mercado livre, os consumidores teriam a possibilidade de escolher de qual concessionária receberia a energia elétrica. No entanto, no mercado cativo, os consumidores, necessariamente receberiam energia elétrica de distribuidoras de sua área de concessão.

A seguir faremos uma descrição das características básicas destes dois mercados e do seu funcionamento.

3.1.4 O Mercado Livre

No mercado livre, o idealizado pelos reformadores ingleses era a formação de um mercado spot de energia elétrica, organizado pela National Grid Company (NGC), onde os geradores venderiam blocos de energia e, os distribuidores e grandes consumidores comprariam estes blocos de energia através de licitações.

Mas, segundo Rosa (1998, p. 28), este modelo "ideal" não foi implementado em função da inexistência de softwares que viabilizassem as transações de compra e venda. Sendo assim, este modelo "ideal" foi substituído por uma solução mais pragmática e simplificada:

(...) Nesta proposta, a NGC determina quais as unidades de geração estarão disponibilizadas para produzir energia através de licitações pelo menor preço de oferta dos blocos de energia. Estas licitações são realizadas com base na capacidade declarada pelos próprios geradores e utilizam, como suporte, a estrutura de despacho técnico de plantas de geração, herdada da antiga CEGB (...)

Nos três primeiros anos deste modelo os preços do pool serviam apenas como uma sinalização para cláusulas compensatórias dos contratos bilaterais. Se o preço do pool estivesse acima do definido pelo contrato, os geradores reembolsariam as distribuidoras. O mesmo aconteceria no caso dos preços do pool fossem superiores aos preços contratados.

O que se verificou a seguir foi que, a adoção de contratos, praticamente eliminou a possibilidade de competição no setor. Isso ocorreu em função da simetria de custos de geração e da definição prévia do custo do suprimento das distribuidoras (ROSA, 1998, p.31).

Após o término dos contratos iniciais, verificou-se que as distribuidoras e as incumbentes NP e NG, procuram substituir a geração elétrica através do carvão, construindo usinas de geração de ciclo combinado alimentadas com gás natural.

Numa tentativa de romper o duopólio de geração da National Power (NP) e Power Gen (PG) as distribuidoras firmaram contratos com produtores independentes (Independent Power Producers - IPP). É importante lembrar que esta estratégia se mostrou viável graças a adoção de novas tecnologias na geração de energia elétrica, como por exemplo as usinas térmicas à gás natural que utilizam turbinas de ciclo combinado⁴.

⁴ A usinas de turbinas a gás de ciclo combinado (Combined Cycle Gas Turbines - CCGT) apresentam a vantagem de necessitarem de investimento de capital menor, menos tempo de construção e maior flexibilidade em termos de locais para construção. O seu maior custo de operação advém do tipo de combustível utilizado.

Três anos após a privatização, cerca de 16.000 MW, produzidos por produtores independentes, havia sido acrescentados ao sistema (PÉLAEZ, 2000, p.44).

3.1.5 O Mercado Cativo

3.1.5.1 A regulação tarifária

Os segmentos de transmissão e distribuição, considerados como monopólios naturais, passaram a ser regulados pelo regime tarifário price cap. As tarifas cobradas dos consumidores cativos também estão sujeitas a este regime, até que se concretize a total liberalização do segmento de comercialização (PIRES,1999, p. 51). Na tabela 2 podemos verificar a evolução da liberalização da comercialização.

TABELA 2

**EVOLUÇÃO DA LIBERALIZAÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE
ELETRICIDADE NO REINO UNIDO – 1990/99**

Ano	Requisito de demanda	Número de Consumidores	% do Consumo
1990	> 1 MW	5 mil	30
1994	> 100 kW	50 mil	50
1999	Nenhum	25 milhões	100

Fonte: Offer (1999d) apud Pires, 1999, p. 48.

No mercado cativo o consumidor é atendido por uma única distribuidora, aquela que atua na sua área de concessão. Os preços médios do monopolista são regulados através do estabelecimento de um preço-teto, o price-cap, corrigido de acordo com a variação de um índice de preços ao consumidor (Retail Price Index - RPI) menos um percentual equivalente a um fator "X" de produtividade, num período pré-fixado de anos.

Este instrumento de regulação não garante a manutenção e melhoria da qualidade do serviço, o que fez com que os reguladores ingleses tivessem uma preocupação especial com a possibilidade de negligenciamento da qualidade do serviço.

3.1.5.2 A qualidade do serviço

No modelo de regulação tarifária pelo preço limite verifica-se que a concessionária tende ao subinvestimento em qualidade, uma vez que o price-cap privilegia a busca pela redução de custos.

Segundo Pires (1999, p. 53), para compensar esta tendência, o regulador britânico (OFFER) criou dois instrumentos complementares: um sistema de penalidades pelo não cumprimento de um padrão de qualidade garantido (guarantee standards), e a competição por comparação (yardstick competition), que consiste na elaboração e divulgação de um ranking comparativo de qualidade dos serviços prestados pela empresa.

No sistema de penalidades, a empresa que não cumprir os quesitos constantes do serviço padrão, denominado padrão global, são penalizadas financeiramente.

As concessionárias devem enviar relatórios trimestrais a Offer que, com base nestes, elabora um ranking da performance das concessionárias. Este ranking é divulgado para que os consumidores possam saber qual a qualidade do serviço que lhe é oferecido.

3.1.6 Conclusão

A reforma britânica continua em curso, uma vez que todos os objetivos ainda não foram alcançados. É inegável o estímulo à indústria dado através das mudanças impostas ao setor: a construção de novas centrais geradoras que utilizam o turbinas a gás de ciclo combinado, em consonância com as atuais exigências ambientais; a internacionalização da indústria de energia, tendo como pioneiras no Reino unido a NP e a PG; e, a diversificação das

empresas de energia elétrica, com participação de empresas do setor elétrico nos segmentos de telecomunicações, água, e outros.

Por outro lado, a demanda no Reino Unido cresce vegetativamente, que sinaliza a necessidade menores investimentos em transmissão e geração, refletindo a conduta do regulador que tem, até mesmo, atrasado a outorga de novas licenças de geração (PELÁEZ, 2000, p. 44).

3.2 A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO NOS ESTADOS UNIDOS

3.2.1 Breve histórico

Nos Estados Unidos, desde 1978, são implementadas medidas visando introduzir a concorrência no setor elétrico, são medidas como: livre acesso à rede, incentivo a entrada de novos produtores e a conservação de energia. Porém, os resultados são bastantes distintos entre os estados da Federação, uma vez que, estes possuem ampla liberdade para legislar de forma autônoma. Em função da grande autonomia dos estados, o setor se ressentia da falta da coordenação de um regulador nacional que centralize e conduza as reformas setoriais. A grande autonomia regional resulta em regimes regulatórios diferentes e num sistema de transmissão independente, com diferentes graus de coordenação e cooperação (PIRES, 1999, p. 8).

No setor elétrico norte-americano operam três tipos de produtores: empresas privadas, empresas públicas e cooperativas elétricas rurais. Cerca de 77% do mercado de geração é dominado por empresas privadas; as empresas públicas (que não estão sujeitas à regulação dos estados), respondem por 20%; e, as cooperativas, por 3% (Quadro 2). Da energia gerada nos Estados Unidos, 8% é de origem hidráulica, 19% nuclear, 73% obtida através da geração térmica.

Quadro 2

**MERCADO DE GERAÇÃO DE
ENERGIA NOS ESTADOS UNIDOS**

Geração de Energia nos Estados Unidos.	
Pública Federal	17%
Pública Municipal	3%
Cooperativas	3%
Iniciativa Privada	77%

Fonte: Rosa, Luiz Pingueli, 1998, p. 107

A maior parte das empresas privadas é verticalmente integrada, operando na geração, transmissão e distribuição de eletricidade. Elas utilizam franquias de longo prazo, com a característica de exclusividade, para tanto, elas operam de forma a adquirir capacidade de geração e transmissão suficientes para atender a seus clientes.

Como veremos adiante, este tipo de comportamento será alvo das mudanças impostas pelos reguladores em sua tentativa de estimular a concorrência e a maior eficiência da indústria elétrica norte-americana.

3.2.2 Estrutura regulatória

Tradicionalmente, nos Estados Unidos a regulação segue um modelo tripartite: em nível federal o órgão regulador é o Federal Energy Regulatory Commission (Ferc)⁵, em nível estadual as Public Utilities Commission (PUCs), em nível da defesa da concorrência há a ação do Department of Justice (DOJ) e a Attorney General (AG). As diretorias das FERC e das PUCs são nomeadas, pelo Presidente da República e Governadores respectivamente, com orçamentos anuais determinados pelo Congresso norte-americano (PIRES, 1999, p. 10).

⁵ A Ferc foi criada em outubro de 1977, quando foi abolida a Federal Power Commission (FPC). A Ferc regula os oleodutos e os gasodutos interestaduais, assim como as vendas de energia elétrica no atacado e os serviços de transmissão interestaduais.

As comissões estaduais de utilidade pública regulam os preços das vendas a varejo de energia elétrica, além da qualidade do serviço, questões ambientais, extensão das linhas, etc. As propostas de reajuste de tarifas devem ser submetidas à comissão estadual.

Essa estrutura regulatória que concede uma predominância maior ao poder estadual, sinalizou para o legislativo a necessidade de maior controle dos grandes conglomerados. Em 1935, o congresso aprova o Public Utility Holding Company Act (Puhca), que impôs às empresas o caráter de concessionárias, com atividades limitadas às suas áreas de concessão, ainda impondo a obrigação de servir a todos os consumidores existentes e, programar investimentos necessários para suprir demandas futuras.

Após o Public Utility Holding Company Act, a autoridade responsável pela fiscalização e elaboração de políticas setoriais passou a ser as Public Utility Commissions (PUCs), com abrangência regional. O Federal Energy Regulatory (FERC) assume o papel de uma instância de apelação nos conflitos envolvendo o regulador e as concessionárias.

3.2.3 Mudanças recentes

3.2.3.1 O Public Utilities Regulatory Policy Act - Purpa

Em 1978, é aprovada o Purpa, através do qual os reguladores norte-americanos objetivavam, a redução da capacidade instalada das empresas elétricas, redução das tarifas cobradas, estímulo a busca de fontes alternativas de geração de eletricidade e a entrada de produtores independentes de eletricidade que utilizassem fontes de energia renováveis.

A década de 70 foi marcada, no cenário internacional, pela crise do petróleo e, nos Estados Unidos, pela alta da taxa de juros e pressões ambientais, além de movimentos que reivindicavam maior segurança nas usinas nucleares. O regime tarifário pelo critério do custo de serviço, incentivava às empresas ao sobreinvestimento, além de não significar um estímulo na busca de alternativas de menor custo de geração. Isso significou uma dificuldade maior para as concessionárias se adaptarem ao cenário acima desenhado.

No Purpa o princípio básico era o do custo evitado, o que significa dizer que os órgãos reguladores só permitiriam a construção de novas usinas de geração se o custo do empreendimento fosse inferior da aquisição de energia de produtores independentes (qualifying facilities-QFs). Estes tinham a garantia de que toda a energia gerada seria adquirida pelo custo evitado das concessionárias.

Como resultante do Purpa, ocorreu o surgimento de um novo mercado de suprimento de energia, com a entrada de um grande número de produtores independentes com menor custo ambiental. Segundo Pires (1998, p. 110), o número de plantas de geração duplicou no período compreendido entre 1979 e 1983, passando de 576 para 1.200 plantas. Porém, a sobrecapacidade se manteve e também houve elevação das tarifas. Pires aponta três motivos que explicam por que ocorreram esses problemas:

- 1 - os estados aplicaram o conceito de custo evitado de maneira equivocada, gerando a entrada muitos produtores.
- 2- a manutenção do regime tarifário com base no custo do serviço.
- 3- a inexistência de um mercado competitivo de energia e de garantias de acesso às redes.

3.2.3.2 O Energy Policy Act

Em 1992, através do Energy Policy Act é garantido o livre acesso à rede de transmissão - Thirdy Part Acess (TPA). Também foram estabelecidos os mercados atacadistas de energia. O *Energy Policy Act*, de 1992, traz no seu bojo as seguintes medidas:

- (a) dá incentivos tributários às empresas geradoras que usam vento e sistemas fechados de biomassa;
- (b) autoriza a emissão de títulos isentos de impostos para reparar danos ambientais de usinas hidroelétricas públicas;
- (c) determina que a Agência de Proteção Ambiental estabeleça novos padrões para a remoção de lixo nuclear de alto nível de periculosidade; e
- (d) autoriza as comissões a regular a remoção do lixo nuclear de baixo nível de periculosidade.

Adicionalmente aos objetivos propostos pelo Energy Policy Act, o Ferc, através das Diretrizes 888/1996 e 889/1997, adotou medidas para garantir o livre acesso e a constituição do mercado atacadista de energia elétrica. Nestas diretrizes estava previsto, o estímulo à constituição de operadores independentes do sistema (os Independent System Operators-ISOs), a formação de bolsas de energia (Power Exchange-PX) e, estímulo à abertura dos mercados cativos para a competição.

3.2.4 O que mudou no setor elétrico nos Estados Unidos

De fato a implementação do Energy Policy Act estimulou a entrada de novos produtores, incentivou a adoção de novas tecnologias que possibilitaram a construção de novas plantas mais eficientes e dentro de padrões ambientais mais aceitáveis. Os produtores independentes respondem por mais da metade da capacidade de geração.

Outro ponto positivo foi a constituição de mercados atacadistas de energia e a liberdade de escolha do supridor, que possibilitou ganhos econômicos para as concessionárias e, principalmente, para a classe industrial (redução de tarifas).

No entanto, os maiores beneficiados são as grandes empresas que pagam menos pelo seu fornecimento, uma vez que os preços mais baixos lhes é oferecido para que troque de fornecedor. Argumenta-se que os consumidores residenciais é que acabam pagando uma conta mais alta.

Ainda se faz necessário medidas que reduzam a sobrecapacidade do sistema. O setor ainda apresenta um alto grau de concentração, com empresas privadas verticalmente integrada, conforme vimos no quadro anterior (Quadro 2).

Rosa (1998, p. 109) identifica como o paradigma da reforma americana a necessidade de se criar normas regulatórias com uma abrangência nacional, ao mesmo tempo em que, os interesses regionais buscam consolidar seu controle sobre a indústria elétrica.

3.2.5 A crise energética da Califórnia.

No verão de 2000, a Califórnia enfrentou uma crise de desabastecimento de energia. Esta crise foi provocada pela elevação dos preços no atacado - pagos pelas distribuidoras às empresas de geração - que não puderam ser repassados aos consumidores finais. O preço no atacado foi desregulamentado, mas os preços que os consumidores pagam às distribuidoras não. Esta restrição levou as empresas de distribuição a uma situação de insolvência financeira. Estima-se em US\$ 13 bilhões o prejuízo das distribuidoras.

Quando, em 1996, foram aprovadas as regras para desregulamentação gradativa do mercado de energia, em atendimento a um pleito das distribuidoras, as tarifas ao consumidor permaneceram controlados pelo Estado. As distribuidoras temiam uma queda acentuada dos preços provocada pelo mercado livre.

Assim, a Califórnia enfrentou problemas em relação aos serviços de energia elétrica, porque havia um descompasso entre as tarifas da geração e da distribuição. A consequência prática deste descompasso foi o fato de que a oferta não conseguiu acompanhar o aumento da demanda por energia.

A crise de fornecimento e deterioração financeira das distribuidoras foram provocadas por uma conjunção de fatores. Pode-se citar como fatores externos ao modelo: o crescimento da demanda por energia, o aumento do preço do petróleo e do gás natural.

Todavia, falhas na concepção do modelo foram responsáveis pela falta de sinalização adequada para os agentes responderem ao aumento da demanda por energia. Pires (2001, p. 42) cita como fatores endógenos ao modelo:

- a) O mercado atacadista se baseia, exclusivamente, em contratos spot, não sendo permitida, inicialmente, a contratação bilateral ou de longo prazo. Isso impossibilita o repasse de custos adicionais de segura às tarifas, desencorajando a contratação de hedge por parte das distribuidoras.
- b) As regras adotadas para o funcionamento do mercado atacadista e do acesso à rede criaram oportunidades para as geradoras exercerem seu poder de mercado.

- c) Capacidade de transmissão e interligação insuficientes para o caso de a Califórnia precisar ser socorrida pela importação de energia de outros estados.
- d) Estabelecimento de regras ambientais mais rigorosas para a construção de novas plantas de geração, as empresas levam de três a quatro anos para obterem uma licença para a construção de um planta.

Os especialistas apontam que os reguladores na Califórnia, devem utilizar instrumentos que estimulem o aumento da oferta e a redução da demanda, além de corrigir as deficiências de mercado, aproveitando-se das experiências exitosas de outros estados americanos.

3.3 O SETOR ELÉTRICO NA UNIÃO EUROPÉIA

3.3.1 O quadro atual na União Européia

É de consensual comum que a constituição de um mercado único europeu passa, necessariamente, pelo estabelecimento de políticas energéticas comuns aos Estados-membros, e que estas devem garantir o suprimento de energia de forma segura e eficiente. Porém, o setor de infra-estrutura apresenta grandes diferenças entre os países membros, isso em função de que, historicamente, os setores de infra-estrutura nos países europeus sempre receberam especial atenção, sendo em grande parte constituído por empresas estatais. Os investimentos estatais se ampliam, significativamente, após a Segunda Guerra Mundial, quando se fazia necessário reconstruir os países diretamente afetados pelo conflito. Dessa forma, as nações européias empreenderam ações para a reconstrução da infra-estrutura destruída durante a guerra.

A diversidade entre os sistemas elétricos dos países da União Européia (Tabela 3), implica em dificuldades na implementação das reformas no setor elétrico europeu. Essa diversidade, como demonstra Pires (1999, p. 28), explica os diferentes comportamentos dos agentes do mercado elétrico europeu. Consumidores de países cujos preços de eletricidade sejam altos relativamente a média européia, pressionam pela liberalização do fornecimento. Enquanto que, consumidores de países com preços de energia mais baixos

relativamente ao restante da Comunidade Européia, pressionam no sentido contrário, contra a abertura de mercado. Pelo lado da oferta, isso também tende a ocorrer. Empresas sediadas em países em baixas taxas de crescimento buscarão oportunidades de negócios em mercados com maior perspectiva de crescimento da demanda.

TABELA 3 - CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DOS PAÍSES DA EU - 1996

País	Tipo de Propriedade
Alemanha	Pública nacional na geração, transmissão e distribuição; Pública regional na distribuição independente
Espanha	Privada; Pública nacional
França	Pública nacional
Irlanda	Privada
Dinamarca	Privada sem fins lucrativos; Pública municipal nas integradas na geração e distribuição
Holanda	Pública nacional; Pública regional na distribuição independente
Suécia	Pública nacional na geração e transmissão; Pública municipal na distribuição.
Finlândia	Mista pública e privada na geração e transmissão e na geração e distribuição; Pública municipal na geração e distribuição
Grécia	Pública nacional
Áustria	Mista privada e pública na geração, transmissão e distribuição; Pública regional na distribuição independente
Luxemburgo	Pública nacional; Privada
Itália	Pública nacional
Portugal	Pública nacional
Reino Unido	Privada

Fonte: EU (European Union). 1998 annual energy review.

Apud. Pires (1999, p.27).

Portanto, podemos verificar na tabela acima a grande diversidade de formas de propriedade e de coordenação na Europa. Temos sistemas cujo o tipo de propriedade é totalmente privada, como no Reino Unido e na Irlanda, enquanto na Itália e na França são públicas.

3.3.2 A Implementação das reformas

No sentido de viabilizar a formação de um mercado europeu unificado de energia dirimindo as disputas, foi criada uma comissão de energia responsável pela formulação de políticas gerais para o setor de energia. Esta comissão, em 1996 e 1998, estabeleceu regras comuns para o setor elétrico nos países membros da União Européia. As medidas implementadas, que visam a formação de um mercado único de energia, prevêem (PIRES, 1999, p. 29):

1. O estabelecimento de regras comuns relativas à produção, ao transporte e à distribuição de eletricidade. A definição das modalidades de organização e funcionamento da indústria elétrica.
2. A criação de operadores independentes do sistema, designados pelos Estados-Membros, e responsáveis pela exploração, manutenção e desenvolvimento da rede de transporte, devendo ainda, assegurar segurança e confiabilidade da rede.
3. A separação contábil das atividades de geração, transmissão e distribuição de empresas de energia elétrica verticalmente integradas.
4. O livre acesso à rede.
5. A abertura dos mercados nacionais de eletricidade.

A comissão prevê para 2005 a abertura total do mercado de gás e eletricidade na União Européia.

4 O NOVO MODELO SETORIAL BRASILEIRO

O modelo baseado no tripé autofinanciamento, recursos do Tesouro e recursos externos, predominante durante toda a década de 70, começa a perder força nos anos 80 por conta da crise fiscal do Estado e, também, com redução da disponibilidade de recursos externos. As estatais neste período, passam a fazer investimentos num montante inferior ao realizado na década anterior.

Esse impasse se mantém por toda a década de 80 e meados da década de 90. Após a implementação do Plano Real, a economia voltou a aquecer-se e o consumo de energia apresentou taxas de crescimento superiores a taxa de crescimento do PIB. É sob esta conjuntura que o governo federal põe em prática a reestruturação do setor elétrico, como vimos no capítulo 2.

4.1 A CRISE DE FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO NOS ANOS 80.

No início da década de 80 a situação econômica e financeira do sistema elétrico se agrava. É então elaborado um Plano de Recuperação Setorial, que contou com a participação de vários organismos do Ministério das Minas e Energia - MME, Secretaria de Planejamento - Seplan e Ministério da Fazenda, e que tinha como principais objetivos a serem alcançados: a) a capitalização das concessionárias; b) a redução do nível de endividamento; c) a elevação da remuneração do investimento de 7% para 10%, entre 1986 e 1989. Esse plano foi submetido ao Banco Mundial, que se prontificou a apoiar desde que cumpridas algumas disposições contidas no próprio plano (LEITE, 1997, p. 279).

A década de 80 apresenta um fraco desempenho econômico. Entre 1981/89, o PIB per capita subiu 0,3% ao ano, o déficit operacional ficou em média 5,1% do PIB, a inflação aumentou de 95% para 1.783% (índice IGP-DI). Neste período as empresas elétricas foram utilizadas para contrair empréstimos nos mercados externos para financiar o déficit em conta corrente. Dessa forma, segundo Leite (1997, p. 439), o endividamento total do setor

com operações externas, pula de US\$ 3.459 milhões em 1973, para US\$ 25.929 milhões em 1986.

Em 1982, a moratória mexicana leva a uma interrupção do financiamento internacional que tem impactos negativos no Brasil. Para minimizar o efeito da crise nos índices inflacionários, as tarifas de energia foram artificialmente contidas. A primeira consequência prática desta medida foi a redução do volume de investimentos realizado pelas empresas do setor, forçando as empresas a recorrerem a empréstimos e aumentar a sua alavancagem. O nível de investimentos realizados no setor que estavam na casa de US\$ 14 bilhões/ano no período 1980/82 se reduziram para US\$ 12 bilhões até o final da década.

O processo de abertura política dá-se, em 1985, com eleições indiretas para presidente e vice-presidente da República, através de Assembléia constituída para esse fim, composta pelos membros do Congresso Nacional e de representações das Assembléias Legislativas (LEITE, 1997, p. 276). Foi vencedora a chapa formada por Tancredo Neves e José Sarney. A morte do presidente eleito, Tancredo Neves, levou a posse do vice, José Sarney. No governo de José Sarney é implementado, em março de 1986, o Plano Cruzado, plano de estabilização inflacionaria. Com o plano de estabilização as tarifas foram congeladas em nível incapaz de assegurar a remuneração estabelecida para as concessionárias de acordo com o previsto pelo Plano de Recuperação Setorial, o que agravou ainda mais a saúde econômica e financeira das concessionárias. De acordo com Leite (1997, p. 279), a remuneração média em 1986 reduziu-se para 4,2%, quando, em 1985 havia sido de 6,3%, e o estabelecido para 1986 era de 7%.

A partir de então, as empresas do setor elétrico passaram a ser utilizadas como instrumentos de política macroeconômica para aumentar a competitividade das exportações e combater a inflação, através da contenção das tarifas⁶.

A crise verificada no setor nos anos 80 teve como origem alguns fatores, entre eles podemos citar:

⁶ Nesse período as tarifas foram reajustadas a níveis abaixo da tarifa real, o que, associado a outros fatores levou a descapitalização do setor.

- a crise do petróleo, que levou a redução do fluxo de capitais e o encarecimento dos empréstimos internacionais;
- utilização das empresas como parte de uma estratégia de desenvolvimento;
- o sistema de equalização tarifária, que buscava garantir uma remuneração de 10 a 12% para as concessionárias o que, na prática, ocasionou a transferência de ganhos das empresas superavitárias para as empresas deficitárias.

Em 1985 a dívida do setor elétrico alcançava cerca de US\$ 20 bilhões, que correspondia a um aumento de 102%, entre 1983-1985. Com o estancamento da capacidade de investimento do Estado na expansão da geração e distribuição de energia elétrica, criou-se um impasse que fundamentou a defesa pela privatização desses serviços.

4.2 A PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O processo de revisão dos serviços de eletricidade teve início em 1993, com a promulgação da Lei n.º 8.631/93, que, entre outras coisas, instituiu:

- Atualização tarifária (aumento real de 70%).
- Desequalização das tarifas cobradas pelas empresas e assunção por parte do Tesouro Nacional de US\$ 26,0 bilhões de dívidas do setor.

Efetivamente, a reformulação do setor iniciou-se com a Lei n.º 8.987 de 14 de fevereiro de 1995, que ficou conhecida como a Lei de Concessões dos Serviços Públicos, que especifica que toda concessão será objeto de licitação, e com a Lei n.º 9.074 de 19 de maio de 1995, que permite aos grandes consumidores negociar diretamente com as empresas responsáveis pelo seu suprimento de energia elétrica.

Em 1995, ocorre a primeira privatização do setor, a Escelsa, concessionária distribuidora do Espírito Santo. Também nesse ano é instituída as leis de concessões n.º 8.987/95 e

9.074/95 que regulamentaram as bases da reestruturação do setor elétrico brasileiro. Essas leis tratavam da:

- licitação de concessões;
- competição no mercado de geração;
- acesso livre à rede de transmissão;
- instituiu o produtor independente de energia elétrica (PIE) e regulador independente.

Em meados de 1996 foi contratada a empresa Coopers & Lybrand, que fez um estudo detalhado do setor para servir de base para a reforma. As principais recomendações da Coopers & Lybrand foram: a) a criação de um mercado atacadista de eletricidade (MAE); b) o estabelecimento de "contratos" iniciais para criar uma fase de transição para o mercado de energia elétrica competitivo; c) o desmembramento dos ativos de transmissão e a criação de um Operador Independente do Sistema (ONS) para administrar o sistema interligado; e d) a organização das atividades financeiras e de planejamento neste novo cenário.

O órgão regulador, a Aneel, é instituído através da Lei n.º 9.247/96. Como um órgão independente, responsável por determinar e implementar as revisões tarifárias de transmissão, geração e distribuição, assegurar a competitividade no Mercado Atacadista de Eletricidade (MAE) e implementar o livre acesso às redes de transmissão, além de estabelecer os parâmetros técnico-operacionais que possam garantir um serviço de qualidade aos consumidores.

A coordenação e controle do sistema passa a ser do Operador Nacional do Sistema (ONS) responsável pelo acompanhamento dos sistemas interligados de transmissão de energia elétrica.

Ainda, em 1996, através do Decreto 2.003, é regulamentada a atuação dos Produtores Independentes e Autoprodutores. Também neste ano, é criada a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (Lei 9.427).

Já em 1998, a Lei n.º 9.648 institui o Mercado Atacadista de Energia - MAE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Eletrobrás e subsidiárias, também neste ano foram assinados os contratos iniciais. Ainda, nesta lei foi estabelecida a segmentação do setor e prevista a gradual abertura dos mercados à competição, prevista para 2003.

Também em 1998, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, a quem cabe promover o uso racional da energia, regras de proteção ambiental, a promoção da livre concorrência, entre outras atribuições.

Criado em 1999, através da portaria MME n.º 150, de 10 de maio de 1999, o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE é o responsável pelo planejamento da expansão do sistema elétrico.

Em 1998 o Ministério das Minas e Energia apontava os seguintes problemas no setor:

- a. descontrole na gestão de algumas concessionárias estaduais;
- b. projetos de geração paralisados;
- c. crescente incapacidade de investimento das empresas.

Com o fim da equalização tarifária, a separação das atividades de comercialização e distribuição, a introdução do livre acesso às redes de transmissão e a criação do consumidor livre introduzem um novo ambiente para as empresas que atuam no setor.

Essas mudanças objetivavam a melhoria dos serviços, o aumento da confiabilidade e segurança do sistema, e a racionalização no uso da energia elétrica.

4.3 A REFORMULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O modelo anterior começa a demonstrar sinais de esgotamento no final dos anos 80, início dos 90. O modelo de financiamento baseado no Tesouro Nacional, no autofinanciamento do setor e na obtenção de recursos externos, começa a ruir com a crise fiscal do Estado.

O impasse que se segue a este período, faz com que os investimentos sejam postergados, o que eleva os riscos de déficit no sistema, conforme podemos verificar na sinalização do Plano Decenal de Expansão 1999/2008 elaborado pelo Grupo de Coordenação e Planejamento Setorial - GCPS - (Tabela 3).

TABELA 3 - RISCOS DE DÉFICIT DE ENERGIA (%) - SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Ano	Sul	Sudeste/Centro-Oeste	Norte	Nordeste
1999	5,8	5,4	1,4	2,4
2000	9,9	9,8	4,7	5,1
2001	4,0	6,4	4,0	4,7
2002	2,1	3,0	3,0	2,9
2003	0,9	1,5	2,0	2,0
2004	1,1	1,6	2,1	3,2
2005	1,2	1,8	2,3	2,6
2006	0,7	1,5	2,1	3,2
2007	0,8	1,1	2,1	2,9
2008	0,9	1,6	2,6	4,1

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999/2008 - GCPS

Apud Pires, 2000, p.34.

Obs.: Os números em negrito significam os anos em que o risco de déficit é maior do que 5%.

Esse quadro de risco de desabastecimento fez com que o governo e os órgãos setoriais adotassem uma série de medidas com vistas ao estímulo a geração de energia. Foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, para elaborar medidas no sentido de superar a crise de racionamento pela qual passou o País no ano de 2001. Concomitante a estas medidas, a Câmara de Gestão da Crise constituiu um grupo responsável por apresentar sugestões para a "revitalização do modelo para o setor elétrico".

O Setor Elétrico Brasileiro se caracteriza por ser um sistema hidrotérmico, com cerca de 90% da energia gerada por meio da hidroeletricidade. É, também, um sistema com otimização energética baseada na regularização plurianual com reservatórios de água planejados e interligação do sistema (ROSA, 1998, p. 184). Somos o único país do mundo com estas características a submeter o setor à privatização, numa tentativa de introduzir a competição. Como vimos no capítulo anterior, países com características semelhantes, a exemplo da Noruega, fizeram a opção por um modelo misto, parte estatal, parte privado.

O modelo proposto, prevê a introdução da competição na geração e na comercialização de energia elétrica, propõem, também, o livre acesso de terceiros às redes de transmissão e distribuição em bases não discriminatórias, a regulação tarifária pelo regime de preço-limite (price cap) dos segmentos considerados monopólios naturais (transmissão e distribuição) e, a constituição e capacitação de agências reguladoras independentes.

No modelo anterior o processo decisório era centralizado e as empresas na maior parte eram estatais, o setor era constituído, basicamente: Pela Eletrobrás, responsável pelas funções de coordenação técnica, financeira e administrativa e de orientação geral do programa de expansão dos serviços de energia elétrica; pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, órgão da administração direta do Ministério das Minas e Energia - MME, com competência de autorizar concessões de instalação, fiscalização técnica e financeira dos serviços concedidos e a aprovação de tarifas; e, pelo Grupo Coordenador da Operação Interligada - GCOI, responsável pela operação dos sistemas interligados.

Este modelo perdura até as crises do petróleo (1973 e 1979), quando o Ministério da Fazenda passa a desempenhar um papel de monitoramento da política tarifária e dos planos de investimento das empresas estatais do setor elétrico, este monitoramento visava, sobretudo, conter os aumentos abaixo do nível dos índices inflacionários; à proteção das indústrias eletro-intensivas; e, evitar o endividamento das empresas, numa tentativa de conter o crescente déficit público.

No início dos anos 90, o setor então se encontra numa crise de descapitalização causada por, entre outros fatores, a ausência de investimentos no volume necessário; o crescimento

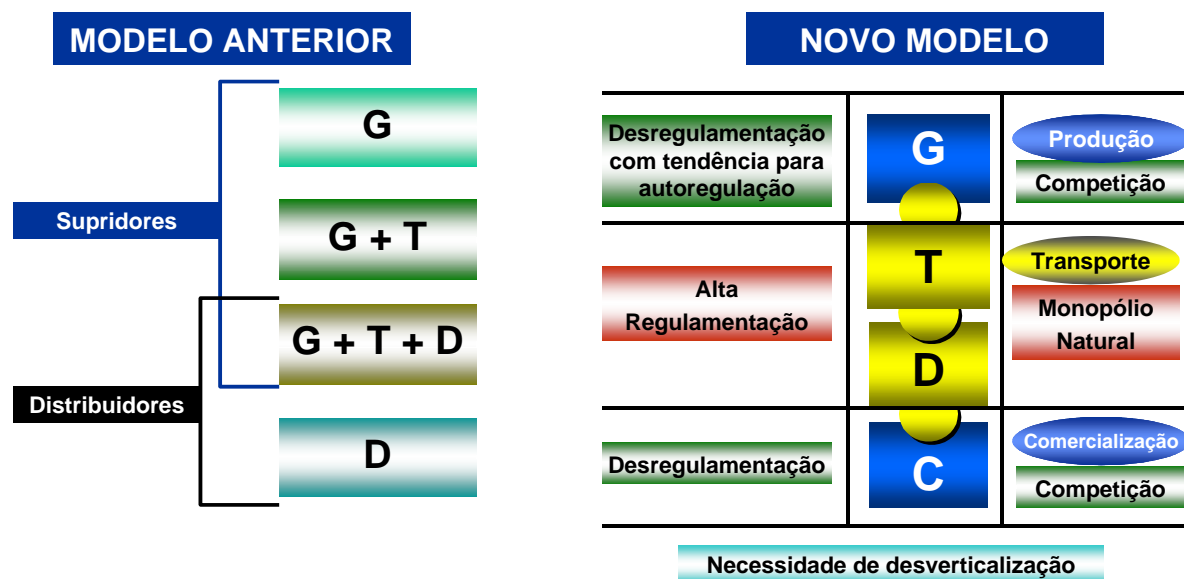
da demanda por energia elétrica; e, a escassez de recursos para fazer crescer a oferta na mesma proporção.

Foi essa conjuntura que motivou as reformas no setor. Para tanto, foi contratada no sentido de auxiliar o governo no desenvolvimento de um novo modelo para o setor elétrico, a consultoria Coopers & Lybrand.

O relatório da Coopers & Lybrand propunha, basicamente, a criação de uma agência reguladora, de um operador para o sistema e de um ambiente para se processar as transações de compra e venda de energia elétrica.

No modelo idealizado pelo governo (FIGURA 1), haveria a livre competição entre os agentes na geração e na comercialização. Na geração além da privatização das geradoras estatais, os reguladores achavam necessário a entrada de novos produtores para reduzir a concentração de mercado deste segmento. Enquanto que, por se tratar de monopólio natural e ser de extrema importância para o equilíbrio e funcionamento do sistema, a transmissão e a distribuição seriam altamente regulamentados.

O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro



**Segmentação e concessão por licitação /
autorização induzem a multiplicação dos Agentes**

Fonte: www.eletronbras.gov.br/provedor/biblioteca/setor.asp. Acesso em: 11/03/2002.

FIGURA 1- O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O novo modelo proposto pelos consultores divide o mercado de energia elétrica em dois segmentos distintos a saber: o mercado livre, atualmente composto por empresas com demanda instalada maior ou igual a 2,5 MW e atendimento de demanda de no mínimo 13,8 kV, estes consumidores podem escolher de qual fornecedor irá comprar a energia necessária à realização de suas atividades produtivas; e, o mercado cativo, aquele em que os consumidores são atendidos pelas empresas distribuidoras de sua área de concessão⁷.

No mercado livre há dois tipos de transações: a aquisição de blocos de energia no chamado mercado "spot" (mercado de curto prazo); e, os contratos bilaterais, de longo prazo, também denominados "contratos do mercado atacadista de energia elétrica", entre compradores e vendedores de energia. No mercado spot as empresas geradoras, as distribuidoras e as comercializadoras de energia elétrica registram no MAE a energia

⁷ Estava previsto para 2003 a abertura total do mercado à competição.

contratada para que se possa determinar a diferença entre o que foi produzido e consumido e o que foi contratado. Essa diferença é ofertada no MAE, ao chamado preço MAE⁸.

4.3.1 A Aneel e as agências estaduais de regulação

A Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, foi criada através da Lei n.º 9.427 de 26 de dezembro de 1996 e do Decreto n.º 2.335 de 06 de outubro de 1997, substituindo o DNAEE e tendo como missão, determinar e implementar as revisões tarifárias de transmissão, geração e distribuição, assegurar a competitividade no Mercado Atacadista de Energia - MAE e promover as condições de livre acesso às redes de transmissão, também estabelecer parâmetros técnicos/operacionais que possam garantir um serviço de qualidade aos consumidores.

A função regulatória preconiza o suporte para os consumidores, em sua maioria atendidos por monopólios circunscritos à sua área de concessão, e, a fixação de preços que seja suficientes para cobrir os custos dos investimentos com a expansão da oferta.

Para tanto, a Agência necessita da autonomia para atuar livre da influência política do Estado. Essa independência se caracteriza pela nomeação do dirigente máximo da agência aprovado pelo Poder Legislativo, pelo mandato fixo desses mesmos dirigente e pela forma que a agência é custeada, através das taxas arrecadadas junto aos agentes fiscalizados.

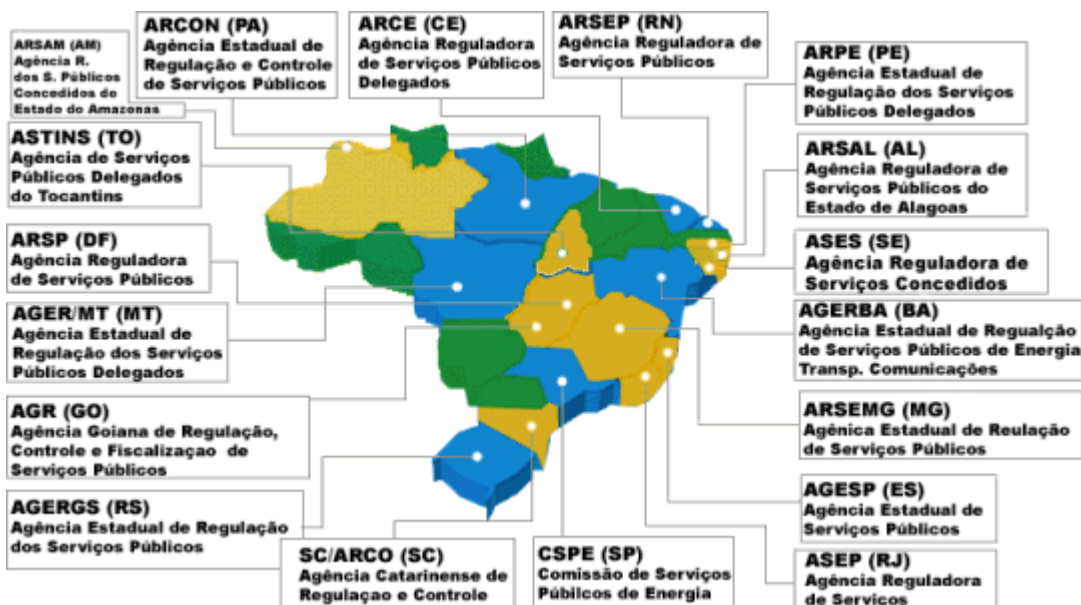
Pires (1999), apresenta quatro pressupostos da independência da agência: 1º) a forma pela qual são escolhidos seus gestores, diz ele que essa escolha deve levar em consideração a notória capacidade e especialização técnica, minimizando as assimetrias pró produtores e os riscos de capturas pelos agentes fiscalizados; 2º) pressuposto é o mandato fixo com prazo determinado, dessa maneira, evitando as demissões imotivadas; 3º) pressuposto é a independência financeira e gerencial da agência; por fim, 4º) é a efetiva autoridade das decisões da agência na mediação e no arbitramento de eventuais conflitos.

⁸ O preço MAE é o preço utilizado como parâmetro para as operações de compra e venda de energia no mercado de curto prazo.

A lei 9.427/96, que instituiu a Aneel, seguindo o princípio da federalização previsto da Constituição Federal, prevê algumas atividades de regulação passíveis de delegação para agências estaduais, sobretudo os serviços de controle e fiscalização. Para tanto, se faz necessário que a agência estadual se habilite a firmar convênio de cooperação com a Aneel.

A descentralização de atividades da Aneel tem como objetivo aproximar as ações de regulação, fiscalização e mediação, dos consumidores e agentes setoriais, levando em consideração as peculiaridades locais, além de agilizar a tramitação de ações e processos.

As agências estaduais têm se capacitado a acolher às reclamações encaminhadas pelos consumidores, a desenvolver ações de cunho educativo informando o papel do regulador e os direitos e deveres dos consumidores, ao tempo em que fiscaliza os serviços prestados pelas concessionárias. Na figura 2, podemos verificar os estados que já firmaram Convênios de Cooperação com a Aneel.



Convênios celebrados.



Em entendimentos com a Aneel.



Agências criadas sem delegação.

Fonte: <http://www.aneel.gov.br> Acesso em: 13/03/2002.

FIGURA 2 - AGÊNCIAS ESTADUAIS DE REGULAÇÃO CONVENIADAS À ANEEL

4.3.2 O Operador Nacional do Sistema - ONS

Por se tratar de um monopólio natural, o sistema de transmissão de energia requer um tratamento diferenciado para que o seu funcionamento não se traduza em externalidades negativas para os segmentos de geração e distribuição, já que estes, dependem diretamente de sua operação.

Portanto, para a eficiência e funcionalidade do modelo é necessário que o operador do sistema de transmissão garanta o livre acesso às redes de forma "neutra", coibindo a prática de medidas discriminatórias por parte dos proprietários das redes e preservando a sinergia positiva entre os agentes do setor.

Em 1998, para operar o sistema de transmissão de energia elétrica foi criado o Operador Nacional do Sistema - ONS, através da Lei n.º 9.648/98 e do Decreto 2.655/98, que também criou o Mercado Atacadista de Energia - MAE.

O ONS teve seu funcionamento autorizado pela Aneel, através da Resolução 351/98 e, foi criado com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional - SIN - e administrar a rede básica de transmissão de energia, afim de otimizar custos e garantir a confiabilidade do Sistema. Sua função é coordenar e operar o sistema, planejando e programando o despacho de carga. O ONS substituiu o antigo Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI.

A missão do Operador Nacional do Sistema é garantir aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia, cabe, ainda, ao ONS, garantir a manutenção dos ganhos sinérgicos da operação coordenada, criando condições para a justa competição entre os agentes do setor.

Como nos explica Pires (2000), por meio dos chamados Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), os proprietários das redes de transporte fazem uma cessão dos direitos de controle de seus ativos para o ONS e são remunerados pelas receitas que cobrem seus custos e investimentos realizados.

4.3.3 - Mercado Atacadista de Energia - MAE

O MAE faz parte de um tripé concebido na reestruturação do SEB. Este tripé é composto pela agência reguladora (Aneel), pelo operador para o sistema (ONS) e um ambiente (MAE), através de uma operadora (ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado

Atacadista de Energia Elétrica), no qual são realizadas as transações de compra e venda de energia elétrica.

O MAE tem a função de substituir o antigo sistema de comando regulatório de fixação das tarifas e dos termos dos contratos de energia elétrica. O MAE funciona como foro de referência para a energia elétrica vendida, através de contratos bilaterais, entre produtores independentes e consumidores livres, ao mesmo tempo em que administra o mercado à vista⁹.

O Mercado Atacadista de Energia Elétrica é uma empresa de direito privado, submetida à regulamentação e fiscalização por parte da ANEEL. O MAE foi criado, em consonância com a proposta de reformulação do modelo do setor elétrico, apresentada pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, através da Medida Provisória n.º 29 de 7 de Fevereiro de 2002, em substituição à antiga estrutura da ASMAE¹⁰.

Os membros do MAE são separados por categorias:

- 1- Categoria de produção: composta pelos agentes de geração, pelo agente comercializador de Itaipú, pelos agentes compradores de quotas-partes e pelos agentes de importação de energia.
- 2- A categoria consumo é formada pelos agentes de distribuição e comercialização, pelos consumidores livres e pelos agentes de exportação de energia.

Após a crise de desabastecimento de energia em 2001, foi instalada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, com a missão de reunir esforços no sentido de implementar medidas para equilibrar a demanda e oferta de energia e, apresentar um estudo para a revitalização do modelo em implantação.

⁹ A previsão é de que a partir de 2006, toda a comercialização de energia ocorrerá livremente no MAE ou através de contratos bilaterais entre os agentes.

¹⁰ Antes da crise de desabastecimento de 2001, ou seja, na proposta inicial dos reformadores o MAE seria um ambiente virtual, sem personalidade jurídica.

Em 22 de junho de 2001, através do Resolução n.º 18, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, que tinha como objetivo corrigir e aperfeiçoar o modelo proposto para o setor.

Foram apresentadas 33 medidas para a revitalização do modelo. São medidas que visam corrigir falhas detectadas no modelo anterior, evidenciadas pela crise de racionamento, pela qual passou o País em 2001. Dessa forma, chegou-se a conclusão que se faz necessário reforçar o sistema interligado nacional; aumentar a oferta de energia, entre outras medidas. Neste sentido o governo vem empreendendo um programa emergencial, com estímulo à entrada de usinas à gás natural, e também alterações no Mercado Atacadista de Energia.

Através da Medida Provisória n.º 29 de 7 de fevereiro de 2002, foi criado o “novo” MAE, que assumiu todas as atribuições da ASMAE. A partir de então, a autorização, regulamentação e fiscalização do MAE fica sob a competência da Aneel.

Várias foram as mudanças no MAE, conforme enumeradas a seguir:

- O Acordo de Mercado, que era o documento que norteava o seu funcionamento e era assinado por todos os agentes, deu lugar à Convenção de Mercado. Esta estabelece que todas as disputas no ambiente do mercado, sejam resolvidas por uma câmara de arbitragem. A câmara de arbitragem terá plenos poderes para aplicar penalidades e decidir as disputas. Os agentes não mais poderão recorrer à justiça comum.
- Na estrutura anterior havia um colegiado para tratar das questões do MAE e outro da Asmae, com as alterações no MAE foi criado o Conselho de Administração do Mercado, cuja a composição é a seguinte:
 - dois membros indicados pela Aneel;
 - um pelo Ministério da Minas e Energia; e,
 - dois indicados pelas empresas do setor.

- os agentes estão divididos em duas categorias: os agentes de produção e os agentes de consumo. Os agentes de produção deverão alocar toda a sua energia ao mercado, que atenderá a demanda dos agentes de consumo.
- quanto ao mecanismo de preços no mercado spot, a idéia é que a partir de julho, ocorra a substituição do atual sistema conhecido como Newave, por um método baseado na oferta de preços. A intenção que este mecanismo reflita o preço da energia alternativa e take or pay¹¹ do gás natural.

4.3.3.1 Os contratos Bilaterais

Os contratos bilaterais foram o instrumento utilizado pelo regulador para que não ocorresse um choque de preços (aumento forte e convulsivo) da eletricidade, isso ocorreria porque os custos médios da geração, repassados a concessionária refletiriam os crescentes custos marginais de expansão do sistema.

Neste contrato, os agentes negociam a quantidade e o preço da energia a ser suprida. Nos períodos de apuração, a diferença entre a energia gerada e o montante contratado com a distribuidora é vendida no MAE. Ou seja, se um gerador produz mais energia que o efetivamente contratado, ele poderá ir ao MAE e remunerar este excedente através da venda. Por outro lado, se a sua geração for inferior ao montante contratado, ele poderá recorrer ao MAE para comprar a diferença necessária.

Para minimizar as oscilações do mercado "spot" as geradoras e as distribuidoras lançam mão dos contratos de longo prazo, conhecidos como PPA. O regulador incentiva a distribuidoras a contratar sua energia por meio de PPAs. Existe uma exigência legal que obriga às distribuidoras a contratar pelo menos 85% de sua demanda através de PPAs por um prazo mínimo de dois anos.

¹¹ Tipo de contrato que obriga o pagamento do combustível mesmo que não ocorra a sua utilização.

É importante frisar que a regulamentação exige que os contratos tenham respaldo físico de geração, seja na forma de energia assegurada (hidrelétricas) ou de capacidade de geração contínua (térmicas). Esta medida tem como objetivo incentivar o crescimento da demanda de energia elétrica e forçar a realização de novos investimentos na geração de energia elétrica.

4.3.3.2 Os contratos iniciais

Em 1999, todos os contratos entre geradoras e distribuidoras foram substituídos pelos chamados “Contratos Iniciais”. A intenção do governo era estabelecer um demanda garantida para as geradoras, valorizando os ativos de geração e, em tese, facilitar a privatização das geradoras. Estes contratos tem validade de 1999 até 2006, reduzindo-se 25% ao ano a partir de 2003. À medida que os contratos vá se reduzindo as distribuidoras estarão livres para contratar seu suprimento no mercado. O mercado seria totalmente competitivo a partir de 2006.

4.4 A CRISE DE ENERGIA NO BRASIL

Durante toda a década de 90 o impasse nas reformas no setor elétrico se mantiveram, os investimentos privados que garantiriam o aumento da capacidade de geração do sistema não ocorreram, as geradoras federais estavam impedidas de investir. Enquanto a demanda por energia crescia a taxas superiores a taxa de crescimento do PIB.

Neste período, o quadro hidrológico se mostrou bastante desfavorável, o que agravou bastante a situação, com os lagos das barragens apresentando níveis abaixo dos apontados como de segurança. Diante do quadro de crise elétrica, foi adotada o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, que teve início em junho de 2001 e término em fevereiro de 2002.

A crise de desabastecimento tem suas raízes no atraso de obras em andamento e na não construção de novas usinas, ou seja, faltou investimento.

Em seu relatório, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico aponta quais as razões para a crise. Primeiramente, é citado o superdimensionamento das energias contratadas por meio dos contratos iniciais. As geradoras foram autorizadas a vender para as distribuidoras uma quantidade de energia superior à que podem gerar com um nível de confiabilidade adequado. Dessa forma, as geradoras terão de recomprar das distribuidoras a energia que venderam e não supriram.

Também foram identificados seis tipos de problemas: insuficiência de sinais econômicos para a viabilização de investimentos; ineficácia na ação governamental; insuficiência de ação preventiva para evitar o racionamento; ineficácia na correção das falhas de mercado; falta de reserva de segurança para atendimento da demanda em situações de crise; e insuficiências do programa de conservação de energia.

Apesar das dificuldades enfrentadas na implementação das reformas, o governo pretende manter os fundamentos básicos do modelo: a) competição na geração e comercialização; b) investimentos privados; c) órgão regulador independente com a missão de assegurar o equilíbrio entre consumidores e distribuidores e qualidade dos serviços.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A experiência internacional apresenta reformas com diferentes graus de “radicalidade” que vão desde o modelo inglês, o mercado mais liberalizado do mundo, até a pragmática reforma norte-americana. No entanto, apesar das diferenças entre os sistemas elétricos no mundo é possível verificar uma tendência certa homogeneização das medidas adotadas, essas tem como objetivos principais: a promoção da concorrência na geração e na comercialização e a formação de um mercado atacadista de energia para gerar um estímulo à compra e venda de energia elétrica entre os agentes e servir de sinalização para ajuste à médio e longo prazos.

No caso dos Estados Unidos, as reformas caracterizam-se, sobretudo, pelo gradualismo. Lá, a entrada de novos produtores com base em plantas mais eficientes, foi viabilizada através de regras regulatórias que previam a garantia do livre acesso, a constituição de operadores independentes dos sistemas de transmissão e a formação de mercados atacadistas de energia. Tendo como maiores beneficiados os grandes consumidores industriais. Enquanto, que na Califórnia, o crescimento da demanda maior que oferta, sinaliza a necessidade de correção dos rumos da reforma implementada naquele Estado. Se faz necessário, no curto prazo, aumentar a oferta e reduzir a demanda de energia, além de fazer correções no modelo adotado.

No caso da União Européia, apesar da grande diversidade dos sistemas elétricos dos países membros, percebe-se uma tendência a formulação de políticas que viabilizem a entrada de novos produtores e permita o livre acesso à rede. No âmbito dos países membros, ainda imperam dificuldades na formação de mercados internos de energia.

O caso britânico é um exemplo de montagem de um aparato regulatório prévio que possibilite a consolidação de um mercado competitivo na geração e na comercialização de eletricidade. Três movimentos ocorrem após a reestruturação do setor elétrico britânico: o primeiro, o estímulo dado pelos reguladores britânicos à construção de novas usinas mais eficientes do ponto de vista ambiental; a diversificação das empresas que atuavam

originalmente no setor elétrico, com participação significativa nos segmentos de telecomunicações, saneamento e outros e, a internacionalização da indústria de energia britânica.

Por fim, a reestruturação do setor elétrico brasileiro caracteriza-se pela montagem de um aparato regulatório semelhante ao implementado nos países que submeteram seus respectivos setores à reforma. Também, caracteriza-se por ter realizado um processo de reestruturação, onde o descompasso entre as privatizações e o estabelecimento de regras regulatórias, causou a elevação dos riscos regulatórios, com reflexos negativos sobre os investimentos no setor, em especial os investimentos em geração.

A falta investimentos, sobretudo em geração, levou ao país a situação de racionamento de energia, com sérios impactos negativos para a economia do país como um todo. Se faz necessárias correções que possibilitem a construção de um modelo sustentável para o Setor Elétrico Brasileiro.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

ALMEIDA, José Milton Ferreira. Agerba, roupa nova para o velho estado. **Gazeta Mercantil**, 30 de jun. 1998. Caderno Regional Nordeste.

BAER, Wener e McDONALD, Curt. Um retorno ao passado? A privatização de empresas de serviços públicos no Brasil: o caso do setor de energia elétrica. **Planejamento e Políticas Públicas**, Brasília, IPEA, p. 05-38, dez. 1997.

BAHIENSE, Daniella Azeredo. Agências reguladoras da concorrência: o setor elétrico brasileiro. **Bahia Análise & Dados**. Salvador, SEI, v.9, n. 2, set. 1999.

BRANCO, Roberto Castelo. A proteção que desprotege. **Conjuntura Econômica**. Rio de Janeiro, v. 53, n. 6, p. 13-14, jun. 1999.

BRUM, Argemiro, j. **Desenvolvimento econômico brasileiro**. 19^a ed. Rio de Janeiro: Vozes, 1998.

CALABI, Andréa Sandro et al. **A energia e a economia brasileira**. São Paulo: Livraria Pioneira, 1983.

CORRÊA, Maurício. Aneel e Anatel ainda estão distantes dos usuários. **Gazeta Mercantil**, Legislação, 18 de dez. de 1998.

GHIRARDI, André G. A presença da agência reguladora estadual e a qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica. In: CONGRESSO DE REGULAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS CONCEDIDOS, 2000., Salvador. **Anais...** Salvador: Agerba, 2000.

HADDAD, Jamil; AGUIAR, Sérgio Catão Aguiar; **Eficiência Energética: integrando usos e reduzindo desperdícios**. Brasília: ANEEL/ANP, 1999.

JANONI, Luciano M. Investimentos necessários. **Conjuntura Econômica**. Rio de Janeiro, v. 52, n. 8, p. 62-65, ago. 1998.

LEITE, Antônio Dias. **A energia do Brasil**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

MACIEL, Annibal V. VILLELA Cláudio S. **A Regulação do Setor de infra-estrutura Econômica: uma comparação internacional**. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/pub/td/tda1999b.html> Acesso em: 16 mar. 2002.

MARQUES, Hamilton Nonato. **Privatização e qualidade dos serviços públicos de infra-estrutura: controle social e participação do consumidor**. Rio de Janeiro: IPEA, 1996. (Texto para discussão, 426)

OLIVEIRA, Adilson; LOSEKANN, Luciano; SZAFIRO, Marina. Regulação e infra-estrutura: uma comparação entre telecomunicações e energia elétrica. In: ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA, 27, 1999, Belém –PA. **Anais...** Rio de Janeiro: ANPEC, 1999. p. 675.

PELÁEZ, Carlos Antônio Maciel. Desregulamentação e privatização no mundo: implicações para o Brasil. **Conjuntura Econômica**, Rio de Janeiro, v.54, n.2, p.43-47, fev. 2000.

PICCININI, Maurício Serrão. A infra-estrutura nas diferentes esferas do setor público e a participação da iniciativa privada. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v.3, n. 6, p.79-114, dez. 1996.

PIRES, José Cláudio Linhares, GOSTKORZEWICZ, Joana, GIAMBIAGI, Fábio. **O cenário macroeconômico e as condições de oferta de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: BNDES, 2001. (Texto para Discussão, 85).

PIRES, José Cláudio Linhares. **Políticas regulatórias no setor de energia elétrica: a experiência dos Estados Unidos e da União Européia**. Rio de Janeiro: BNDES, 1999. (Texto para Discussão, 73).

_____. **Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: BNDES, 2000. (Texto para Discussão, 76).

_____. Capacitação, eficiência e abordagens regulatórias contemporâneas no setor energético brasileiro: as experiências da Aneel e da ANP. **Ensaio BNDES**, n. 11, dez. 1999.

RESENDE, Marcelo. Como evitar o monopólio privado? **Rumos do desenvolvimento**. v.21, n. 134, p. 20-23, 1997a.

RIGOLON, Francisco José Zagari. A regulação da infra-estrutura: a experiência recente no Brasil. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v.4, n. 7, p. 123-150, jun.1997.

ROSA, Luiz Pinguelli; TOLMASQUIM, Maurício Tiomno; PIRES, José Cláudio Linhares. **A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica**. Rio de Janeiro: Relume Dumará,1998.

SÁ, Eduardo Klingelhofer de. A privatização do setor elétrico na Inglaterra e reflexões para o caso brasileiro. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, n. 2, p.127-150, jun.1995.

SANTOS, Erisvaldo Pereira dos. Questões acerca da (Re)privatização: o caso do setor elétrico brasileiro, **Cadernos do Ceas**, Salvador, n. 170, p. 51-58, jul./ago.1997.

SILVA, Demóstenes Barbosa da. Função regulatória no setor elétrico. **Gazeta Mercantil**, Análises & Perspectivas, 10 de abr. de 1998.

SILVA, Marcelo Resende de Mendonça e - Regimes Regulatórios: Possibilidades e Limites - **Pesquisa e Planejamento Econômico**, v. 27, n. 3, p. 641-665, 1998.