

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA FINAL DE CURSO

O PAPEL DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA E DO
MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA NO NOVO MERCADO
ENERGETICO BRASILEIRO

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

Luís Felipe Serra Nogueira de Paula
Numero de Matricula 9615498

Orientador: Marcelo de Paiva Abreu

Novembro de 1999

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA FINAL DE CURSO

O PAPEL DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA E DO
MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA NO NOVO MERCADO
ENERGETICO BRASILEIRO

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

Luís Felipe Serra Nogueira de Paula
Numero de Matricula 9615498

Orientador: Marcelo de Paiva Abreu

Novembro de 1999

INDICE

INTRODUÇÃO	5
RESUMO DO SETOR DE ENERGIA ELETRICA DO BRASIL	6
A RESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	10
OPÇÕES PARA O MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	10
O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO APÓS A REESTRUTURAÇÃO	12
MODELOS SIMILARES DE OUTROS PAISES	21
O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA	24
O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA	28
PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA NO BRASIL	30
AS DIFERENTES FORMAS DE GERAÇÃO	33
A MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA E O MIX ÓTIMO DA GERAÇÃO	40
CONCLUSÃO	44
A INSTITUCIONALIZAÇÃO DO MODELO	48
BIBLIOGRAFIA	55

INTRODUÇÃO

Este trabalho pretende seguir uma linha didática adequada para torná-lo uma leitura interessante e um documento útil para o setor estudado e para a sociedade como um todo. Contou com as observações e críticas do Professor Marcelo de Paiva Abreu, orientador da monografia, as quais muito contribuíram para a apresentação da mesma aos integrantes da banca examinadora. Contou, também, com o apoio de técnicos da Eletrobrás, cuja ajuda foi fundamental na busca e consolidação das informações necessárias a análise idealizada.

Nesta monografia tem-se a pretensão de analisar a importância das mudanças introduzidas pela reestruturação do setor elétrico, como o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e os Produtores Independentes de Energia. A estrutura do trabalho se compõe de nove capítulos.

RESUMO DO SETOR DE ENERGIA ELETRICA DO BRASIL

Os fundamentos do quadro institucional do setor de energia elétrica mantiveram-se relativamente estáveis durante um longo período. Um processo de intensas modificações, seria iniciado com a nova Constituição de 1988, sendo que algumas disposições constitucionais viriam a ter intensa repercussão no quadro institucional do setor especialmente o seu artigo 175 que introduz a licitação para prestação dos serviços públicos da eletricidade. E esta disposição daria origem ao cancelamento, por atacado, de concessões para aproveitamentos hidrelétricos, e iniciava a discussão sobre a regulamentação das concessões e a caracterização dos produtores independentes. Por sua vez, os artigos 153 e 156 determinariam o fim dos impostos únicos, com forte repercussão no equilíbrio econômico-financeiro setorial e o artigo 176 que os potenciais hidráulicos só poderiam ser concessão de brasileiros ou empresas brasileiras de capital nacional.

No fim da década começava a concretizar-se a idéia de privatizar os serviços de energia elétrica até então a cargo das empresas sob o controle do Estado. Teve ela um fundamento ideológico, de reduzir a presença do Estado como agente direto. Outro problema, decorrente da interferência política na administração das empresas e da incapacidade dos governos de proverem recursos para investimentos necessários. Por todos esses motivos, e diante do profundo desequilíbrio financeiro do setor de energia elétrica, derivado do controle tarifário usado como uma forma de controle inflacionário,

sucederam fatos que começariam a configurar o novo quadro institucional desses serviços.

Havia nessa época, inclusive, o receio, quanto a sanidade do setor, muito embora fosse o mesmo, ainda, responsável pelo mais abrangente atendimento do serviço público do país. Alcançava, em 1990 cerca de 87% do consumo nas residências, com um máximo de 97% no Sudeste e um mínimo de 71% no Nordeste, entre as regiões servidas por rede de distribuição. Apenas a região Norte apresentava índices precários (58%), em parte explicáveis pela grande dispersão da população.

Foram iniciadas discussões no Congresso Nacional sobre a revisão institucional dos serviços de eletricidade e a partir de 1993, por iniciativa da Eletrobrás, foi promulgada a lei 8.631 que determinava a extinção do serviço pelo custo com remuneração permitida e o fim da equalização tarifária; a assinatura obrigatória dos contratos de suprimento; a extensão do rateio de despesas com combustíveis aos sistemas isolados; além do acerto de contas referentes aos resultados a compensar, com várias conseqüências sobre a estrutura econômica e financeira das concessionárias. Após a aplicação desta lei, as dívidas das concessionárias foram jogadas contra o saldo das respectivas contas de resultados a compensar e a diferença levada à conta do Tesouro Nacional, através de um complexo processo contábil - financeiro. Este foi um processo que saneou o setor e terminou com uma inadimplência entre as concessionárias distribuidoras e geradoras num montante aproximado de R\$ 22 bilhões. Ainda nesta lei foi criada, uma conta de consumo de combustível (CCC) com o rateio de todo o consumo de combustíveis fóssil utilizado no país entre as concessionárias de acordo

com sua participação no mercado, aos sistemas isolados do Norte e Nordeste de forma a permitir preços mais razoáveis para energia elétrica nos sistemas essencialmente dependentes de energia de origem térmica.

Além dessa legislação fundamental foi autorizada em 1993, a formação de consórcios entre concessionárias e autoprodutores para exploração de aproveitamentos hidrelétricos e construção de usinas. Ainda em 1993 foi instituído o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel) com o propósito de facilitar o intercâmbio de energia entre concessionários e produtores independentes, sem que haja restrições por parte de algum agente participante. Estabelecendo assim, o princípio do livre acesso à transmissão e a liberdade de escolha de fornecedor pelos grandes consumidores, de forma progressiva, a partir dos que demandam mais de 10 MW em tensão superior a 69 KV.

No ano de 1995 conclui-se nova etapa legislativa, com a lei que dispõe sobre o regime de concessões e permissão de prestação de serviços públicos previsto no artigo 175 na Constituição federal, e outra, que estabelece normas para outorga e prorrogação das concessionárias e permissões de serviços públicos. Nela se encontra, nos seus artigos 11 a 16, a caracterização de produtores independentes, de grande importância para a abertura de oportunidades no setor energético e concretiza, a idéia de formação de consórcios de geração e do livre acesso aos sistemas de transmissão.

O efeito da aplicação dessas leis sobre concessões foram de grande impacto, o novo quadro institucional veio favorecer novas oportunidades para projetos de usinas térmicas, inclusive de produtores independentes e consórcios que poderiam se conectar

a rede. Alia-se a isto o provável esgotamento a médio prazo dos aproveitamentos hidráulicos competitivos na região Sudeste e Sul e as esperadas dificuldades de inserção de usinas hidrelétricas na região Amazônica, que contribuiram para a adoção de possíveis soluções termelétricas.

A RESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

OPÇÕES PARA O MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro antes dessa fase de reestruturação, era basicamente monopolista. A presença estatal era forte em todos os seus segmentos. A integração das atividades operacionais do setor eram coordenados pelo governo federal através da Eletrobrás.

O novo modelo idealiza um setor fundamentalmente competitivo com a presença marcante dos agentes privados e com as funções de integração sendo exercidas por organismos independentes. Ao governo fica a postura do regulador forte. A concepção deste novo modelo admite como verdadeira a equação “mais competição e melhor regulamentação é igual a maior eficiência”.

Existem quatro alternativas que poderiam ser adotadas, ou seja, modelos básicos para o setor de energia elétrica, conforme a Tabela 1.

TABELA 1:

MODELOS DE SETOR ELÉTRICO

MODELO DE SETOR ELÉTRICO	1 MONOPÓLIO	2 AGENTE COMPRADOR	3 CONCORRÊNCIA NO ATACADO	4 CONCORRÊNCIA NO VAREJO
CARACTERÍSTICA CONCORRENCIAL	SEM CONCORRÊNCIA	CONCORRÊNCIA ENTRE GERADORES		
		COM COMPRADOR ÚNICO	OPÇÃO ESCOLHA PARA OS DISTRIBUIDORES	OPÇÃO ESCOLHA PARA OS CONSUMIDORES

EXISTE COMPETIÇÃO ENTRE GERADORES	NÃO	SIM	SIM	SIM
OS COMERCILIZADO RES TÊM	NÃO	NÃO	SIM	SIM
OS COMNSUMIDORE	NÃO	NÃO	NÃO	SIM

O modelo de monopólio prevaleceu quase universalmente até recentemente. As empresas de eletricidade eram verticalmente integradas, sendo que os setores de geração, transmissão e distribuição eram partes de uma mesma empresa. O monopólio permitia a utilização da empresa como instrumento de desenvolvimento social e de política econômica já que permitia a existência de subsídios cruzados entre os setores e controle da inflação via estagnação tarifária. Mas por outro lado, poderia conduzir a ineficiência devido a pouca transparência dos custos devidos, inclusive a existência de subsídios.

No modelo de agente comprador monopsônio existe um comprador único que escolhe o fornecedor entre os geradores incentivando a concorrência, porém não existe livre acesso ao sistema de transmissão inviabilizando os possíveis negócios entre os geradores e os consumidores. Prevê contratos de longo prazo entre geradores e compradores diminuindo os riscos e, por consequência, os custos de capital dos geradores. Foi introduzido nos Estados Unidos, em 1978, com o aparecimento dos primeiros produtores independentes.

No modelo de concorrência no atacado as companhias distribuidoras podem comprar diretamente dos geradores concorrentes para obter um menor custo médio, mas mantém o monopólio sobre os consumidores. Prevê a distinção entre os negócios de

geração, transmissão, distribuição e criação de mercado. Os geradores passam a ter acesso ao sistema de transmissão mas têm que assumir os riscos de mercado e tecnológico, ou seja, é preciso ter preço e qualidade.

No modelo de concorrência no varejo os consumidores podem escolher seu fornecedor. As áreas de geração, transmissão, distribuição, e de mercado são segregadas e é assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, com a utilização não discriminatória por qualquer agente de mercado desde que paguem os encargos correspondentes.

O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO APÓS A REESTRUTURAÇÃO

O novo Modelo de organização setorial vinha há muito tempo preocupando os meios responsáveis. Várias propostas de sua formulação não foram levadas adiante. Leis e decretos parciais foram assim configurando componentes do quadro geral. Com muito atraso, principalmente em virtude de problemas jurídicos e políticos internos, foi contratado mediante licitação, em 1996 um consultor inglês, Coopers & Lybrand para propor a reorganização setorial.

O novo modelo setorial visa um suprimento adequado de energia elétrica, estimula a eficiência econômica e cria melhores condições para a continuidade do programa de privatizações. Esse modelo leva em conta a manutenção das tarifas em patamares razoáveis, as dificuldades de financiamento externo, um passado recente de inadequado cumprimento das obrigações.

A concepção e processo de funcionamento do novo modelo exigiu uma completa reformulação da organização do setor elétrico e a criação de novos instrumentos legais e regulamentares. A estrutura anterior vigente permitia, e até estimulava, a integração de todas as funções setoriais em um mesmo agente. O governo coordenava, com grande poder, através da Eletrobrás, a operação dos sistemas elétricos e seu planejamento. As tarifas pela prestação de serviços eram definidas pelo poder concedente, pelo sistema de serviço pelo custo, através de seu órgão regulador, para todas as atividades.

A nova estrutura setorial é totalmente distinta da antiga, sendo dividida em quatro blocos: o papel do governo, os agentes da cadeia produtiva, os agentes das funções de integração e os agentes de suporte.

O papel do governo é o de formulador das grandes políticas setoriais através do Conselho Nacional de Política Energética e do próprio Ministério de Minas e Energia. Permanecerá ainda como agente regulador e fiscalizador das atividades concedidas ou autorizadas através da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que age predominantemente por meio de regras e com discricção limitada. A ANEEL tem como finalidade principal proteger os interesses dos consumidores, garantir a viabilidade financeira do concessionário impedindo os comportamentos anti-competitivos e garantir uma total transparência nos negócios dentro do setor elétrico.

Num ambiente com uma multiplicidade de agentes e concorrência de mercado, o papel do ente regulador – ANEEL é, também, o de zelar para que o mercado seja atendido hoje e amanhã, cuidar da proteção dos minoritários, da igualdade de direitos,

da formação de equilíbrio, das condições de exceção, da defesa nacional, da regulação do capital e condições societárias, das transgressões e das penalidades. Num país com muitas realidades continentais, como o Brasil, as agências reguladoras estaduais ou regionais, como, por exemplo, a de São Paulo, atuarão como órgãos auxiliares, com responsabilidade delegada da ANEEL

A desverticalização dos agentes setoriais e a definição de que cada novo agente tem, predominantemente, na atuação em um só campo da cadeia produtiva muda totalmente a conformação até então existente.

Os agentes de geração - geradores - todos os novos entrantes serão considerados produtores independentes de energia ou autoprodução e não mais prestadores de serviço público. Esta condição por si só é fator concorrencial e em consequência os preços de energia gerada não serão controlados de nenhuma forma. Seus limites serão impostos pela concorrência. E por isso que o governo impedirá que geradores tenham porte exagerado dentro do mercado, limitando sua participação a um máximo de 25% do mercado nacional ou 30% do mercado regional.

Os agentes de transmissão que terão suas receitas limitadas pela ANEEL, função basicamente da remuneração de seus ativos e de seus custos operacionais. Suas operações ditadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) serão agentes absolutamente neutros sem participação ou interesses em qualquer agente gerador ou comercializador. Além de algumas empresas estaduais (São Paulo, Minas Gerais e Paraná), os principais agentes de transmissão do país serão, inicialmente, oriundos das

três empresas federais a serem privatizadas (Furnas, Chesf e Eletronorte) A Eletrosul já foi parcialmente privatizada (a geração foi privatizada em Setembro de 1998).

Os agentes de distribuição que tem permissão para o exercício da comercialização, desde que seja observada uma separação contábil, terão, conformação, direitos e deveres semelhantes aos agentes de transmissão, sendo submetidos portanto a regulamentação econômica, ou seja, tarifas fixadas pela ANEEL. Isto valerá para o segmento de distribuição e para a comercialização para os consumidores cativos. Para o fornecimento a consumidores livres, se submeterá a concorrência, ou seja, preços livres.

Os agentes comercializadores constituem uma nova figura no novo modelo, eles produzirão ou comprarão energia e venderão aos consumidores livres. Serão os geradores, as próprias distribuidoras autorizadas a tal, e os comercializadores independentes que receberão autorização da ANEEL para o exercício dessa atividade. Só que neste caso, algumas condições serão exigidas para evitar que os comercializadores independentes sejam apenas atravessadores ou intermediários.

As funções de integração básicas do setor elétrico serão exercidas por dois agentes principais: um para indicar as melhores opções para a expansão dos sistemas, o planejador; e outro para operá-los de forma neutra e otimizada em nome dos agentes, o operador nacional de sistemas - ONS.

Foi criado o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas elétricos – CCPE, que proporá as obras que devem ser feitas para a expansão do setor, tanto na geração, de forma indicativa, como na transmissão, de forma determinativa. Estas funções eram de responsabilidade do GCPS – Grupo Coordenador de

Planejamento setorial, órgão coordenado pela Eletrobrás, com participação de todas as empresas do setor. O que se pretende é que o planejamento da geração seja indicativo e não mais mandatório como vinha sendo feito no âmbito do GCPS onde a maioria das empresas eram estatais e inexistia concorrência para novas concessões de geração. O planejamento da expansão da transmissão terá caráter determinativo para as obras escolhidas pelo CCPE.

O Operador Nacional dos Sistemas elétricos – ONS, é uma entidade privada, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros. O ONS é uma associação civil, cujos integrantes são as empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica, e consumidores livres, tendo o Ministério de Minas e Energia como membro participante, com poder de veto em questões que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais para o setor.

No desempenho de suas funções o ONS deverá observar princípios de neutralidade, transparência, integridade, responsabilidade, flexibilidade e razoabilidade. Terá atuação nos sistemas elétricos interligados, coordenando e controlando a operação da geração e da transmissão. Deverá promover a otimização da operação do sistema eletroenergético visando o menor custo e garantir que todos os agentes tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória.

Como função suporte admite-se que o BNDES e a Eletrobrás possam compartilhar as tarefas de financiamento setorial com os agentes financeiros privados. O BNDES assumirá o papel de financiador, como um banco, para os novos

investimentos setoriais e a Eletrobrás, como um braço do governo, investindo capital próprio no setor.

Esta nova organização setorial provocou modificações profundas na atual estrutura da Eletrobrás: o papel de holding ficará restrito às empresas integradas, à Eletronuclear, construtora e operadora das centrais nucleares e à nova figura do agente para a venda da energia de Itaipu Binacional, função até agora exercida por Furnas e a Eletrosul. A coordenação da operação dos sistemas não mais será feita por essa empresa, através da GCOI – Grupo de Coordenação de Operação Interligada e sim pelo ONS, e as funções de planejamento, financiamento e pesquisas, conforme foi dito, sofrerão alterações com o novo modelo sendo que à Eletrobrás caberá a secretaria executiva do CCPE.

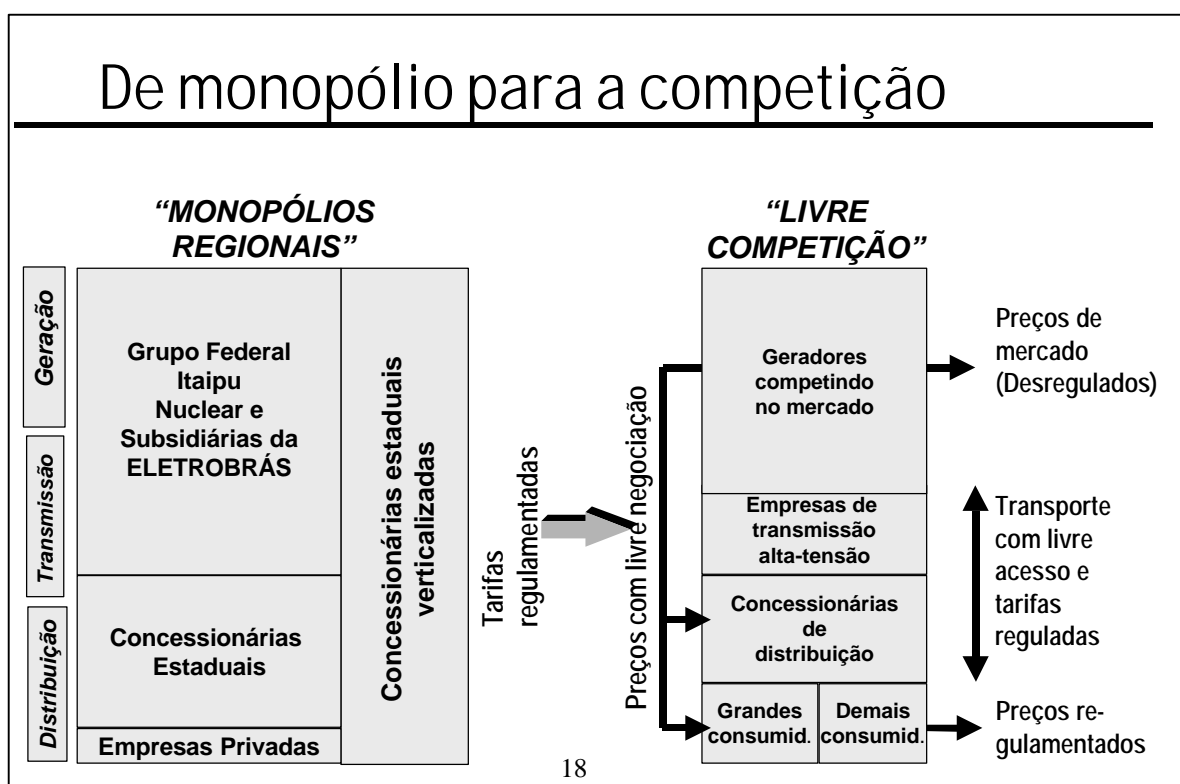
Dos quatro segmentos setoriais, geração, transmissão, distribuição e comercialização, o primeiro e o último são potencialmente competitivos e os dois outros são monopólios naturais. Por isso, o novo modelo prevê incentivos à concorrência para geração e comercialização e regulamentação mais rígida para a transmissão e distribuição. Para maior competição são considerados fatores fundamentais: um maior número de participantes, a possibilidade de vender e comprar energia de qualquer agente e em qualquer parte (para o que, o livre acesso às instalações de transmissão e distribuição de qualquer proprietário, é indispensável) e que as informações sobre custos, preços e regras sejam conhecidas.

A geração prevê concorrência mas, também, admite contratos de venda de energia de longo prazo. Estes são fundamentais para usinas hidrelétricas, intensivas em

capital, cujo financiamento necessita, geralmente, destes contratos para garantirem os organismos de crédito que apoiam o projeto.

A geração pode atender as distribuidoras (serviço público), a comercialização livre (agentes comercializadores) e ao consumo próprio (autoprodução). A transmissão e a distribuição serão monopólios naturais e portanto regulados e a comercialização prevê consumidores livres ou liberados e consumidores cativos que serão liberados em etapa. Outras medidas ainda são necessárias para o cumprimento dos princípios da competição, tais como a segregação das várias atividades em agentes distintos, a limitação do poder empresarial no mercado, a regulação proibindo comportamentos anti-competitivos e o tratamento transparente e igualitário a antigos e novos entrantes do setor. A Figura 1 a seguir mostra a transição de um sistema monopolista para um sistema competitivo, podemos sintetizá-lo da seguinte forma:

Figura 1

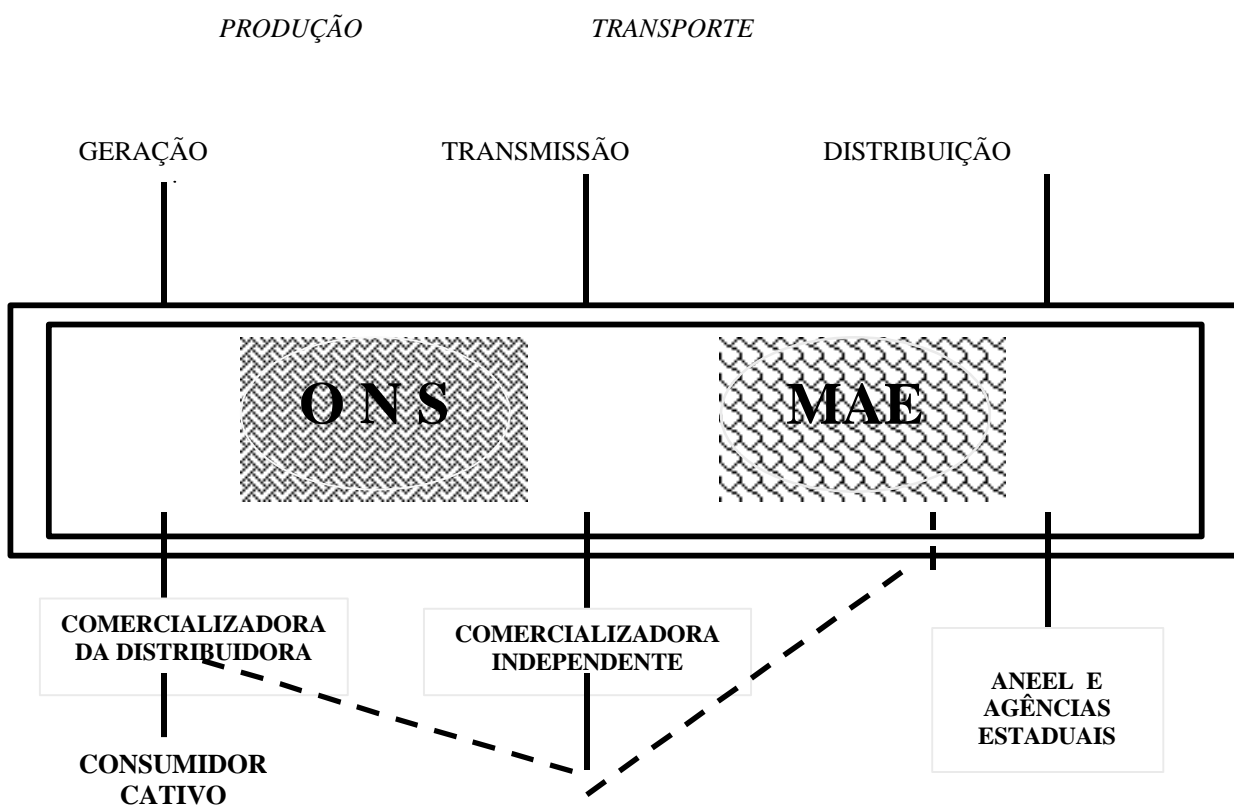


A separação de vários segmentos de cadeia produtiva do setor elétrico, geração transmissão, operação, distribuição (desverticalização) foi fundamental para que uma real competição pudesse ser estabelecida entre geradores e entre comercializadores, assim como, para que os consumidores pudessem ficar protegidos, através de tarifas regulamentadas para as atividades monopolistas de transmissão e distribuição. Uma operação neutra asseguraria a performance do sistema elétrico e o cumprimento de regulamentos e procedimentos pré-definidos.

O novo setor elétrico brasileiro foi concebido com a seguinte estrutura básica, segregada por negócios, mostrada na Figura 2 a seguir:

Figura 2

GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO



**CONSUMIDOR
LIBERADO**

REGULAÇÃO

MERCADO

**O N S = OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA
MAE = MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA
ANEEL = AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**

MODELOS SIMILARES DE OUTROS PAÍSES

A exemplo de vários outros países do mundo, o governo brasileiro decidiu promover uma completa reformulação em seu setor elétrico. A reengenharia institucional brasileira contemplou ao mesmo tempo a privatização dos ativos públicos, a regulação e a reestruturação setorial.

As modificações que foram implementadas nos setores elétricos dos países analisados tem basicamente as seguintes características:

Tabela 2:

CARACTERÍSTICAS DOS PAÍSES

CARACTERÍSTICAS	ARGENTINA	CHILE	INGLATERRA	ESTADOS UNIDOS
PRINCIPAL FONTE DE GERAÇÃO	HIDRO,GÁS	HIDRO	NUCLEAR, CARVÃO, GÁS	CARVÃO, GÁS,NUCLEAR
PRIVATIZAÇÃO DO SETOR	SIM	SIM	SIM	
DESVERTICALIZAÇÃO	SIM	MISTA	SIM	MISTA
NÚMERO DE GERADORES	MUITOS	POUCOS	POUCOS	MUITOS
ACESSO LIVRE	SIM	SIM	SIM	SIM
EMPRESA DE TRANSMISSÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO
DESPACHO	CENTRALIZADO	CENTRALIZADO	CENTRALIZADO	MISTO
VAREJO LIVRE	SIM	SIM	SIM	NÃO (CALIFORNIA)
CRITÉRIOS TARIFÁRIOS PARA CONSUMIDOR	PREÇO TETO (CAP)	PREÇO TETO (CAP, BANDA)	PREÇO TETO (CAP, RPI – X)	TARIFA PELO CUSTO (COST-PLUS)
ÓRGÃO REGULADOR	ENRE (ÚNICO)	CNE (ÚNICO)	OFFER (ÚNICO)	FERC/PUC'S (MUITAS)

Vê-se que, à exceção dos Estados Unidos, foram adotados a política de preço teto (cap) para tarifa ao consumidor final e o conceito de livre acesso a transmissão. Argentina, Chile e Inglaterra também privatizaram e desverticalizaram seus setores elétricos e criaram um órgão único regulador, de acordo com a tabela 1.

É importante frisar que os países em questão são diferenciados do Brasil que ao contrário da Inglaterra e do Chile é um país de dimensões continentais com um sistema elétrico baseado em geração de origem hidráulica. Os Estados Unidos já aproveitaram todos os seus potenciais hidráulicos. Decorrente da sua capacidade instalada ser muito grande, a maioria das usinas, hoje em dia, são de origem térmica. No Brasil, ao contrário dos Estados Unidos, a maioria é predominantemente hidrelétrica.

No Brasil, o baixo consumo per capita de energia elétrica deverá crescer com o desenvolvimento geral do país. Sendo um sistema basicamente hidrelétrico, o preço da energia tem tendência a crescer, pois os melhores aproveitamentos hidráulicos mais perto dos centros de consumo, já foram aproveitados. Logo o custo marginal da energia elétrica no Brasil é crescente. Na Inglaterra com a descoberta de gás no mar do Norte e a substituição do carvão mais caro como fonte de energia, os preços da energia elétrica baixaram. No entanto, cada país de acordo com as suas características próprias, quase todos, promoveram mudanças substanciais nos seus setores de energia elétrica. A exceção a mencionar é a França que continua com a Electricité de France – EDF como empresa única, monopolista com os tradicionais setores de geração, transmissão e distribuição.

O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA

Para o estabelecimento da competição a instituição do ambiente negociável, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, é fundamental. Aí é que geradores, comercializadores e grandes consumidores venderão e comprarão energia, a grande parte (noventa por cento) através de contratos bilaterais de longo prazo (dois anos ou mais) e completarão seus negócios através de um segmento de curto prazo, ou seja, todos aqueles contratos que não são de longo prazo. Nos contratos de longo prazo os proprietários de centrais geradores e comercializadores (que hoje são empresas distribuidoras) negociarão o preço livre e sem nenhuma interferência governamental. No curto prazo os comercializadores completarão suas necessidades variáveis em função das próprias características dos sistemas elétricos, adquirindo energia no mercado “spot”, a um preço calculado a cada hora ou meia hora e que refletirá o custo do sistema para gerar esta energia adicional, ou seja, o custo marginal.

As principais funções do MAE são:

- Estabelecer o preço da energia, para cada período de tempo, que reflita o custo marginal do sistema;
- Estabelecer o preço que pode servir de orientação/referência para os contratos bilaterais de longo prazo;
- Criar um mercado no qual geradores e comercializadores podem negociar sua energia não contratada;

- Criar um ambiente no qual qualquer comercializador possa comprar de qualquer gerador e vice-versa.

A característica particular do sistema brasileiro, predominantemente de origem hídrica, exige que faça uma operação otimizada, ou seja, que os recursos dos rios, que são bens públicos, sejam aproveitados adequadamente. Isto será uma responsabilidade do operador do sistema – O N S e gerará condições especiais para os geradores do MAE: eles terão uma energia reconhecida, periódica e previamente calculada, função básica de suas instalações físicas e reservatórios e é esta energia que poderão negociar. Possuindo ou não a otimização operacional terão seus compromissos contratuais respeitados, ou seja, terá garantido os recebimentos financeiros de suas vendas e os seus compradores terão garantidos os recebimentos das cotas de energia comprada, que neste caso poderão estar vindo de outros geradores do sistema.

Já no campo de comercialização, ou seja, venda aos consumidores finais (residências, comércio, indústria) há que se distinguir entre a venda aos consumidores cativos (residenciais, pequenas indústrias e pequeno comércio) que terão tarifas regulamentadas pelo governo, visto que não poderão, por impossibilidade prática, escolher seu fornecedor e os consumidores maiores (consumidores livres), estes sim, que podem escolher qual o comercializador (ou mesmo gerador) que lhe fornecerá energia, a preços liberados e sem regulamentação. A competição na comercialização se estabelecerá, portanto, na venda para esses consumidores livres.

Para que um gerador, por exemplo, situado no Rio Grande do Sul, possa levar e vender sua energia para um comercializador de Minas Gerias e para que este possa

repassá-la para um grande consumidor situado nos arredores de Belo Horizonte, será indispensável que, mediante pagamento regulamentado, esta energia possa trafegar pelas linhas de transmissão situadas nos vários estados (que poderão ser de proprietários distintos) e ainda pela rede de distribuição da capital mineira. Isto é acesso à transmissão e a distribuição. Isto possibilitará que qualquer gerador possa vender a qualquer comercializador e que qualquer comercializador possa comprar de qualquer gerador e repassar a qualquer grande consumidor.

O MAE propiciará o ambiente negocial, o livre acesso a transmissão dando condições para que a energia flua livremente, a operação através do ONS otimiza o uso de recursos e o governo, por intermédio da ANEEL, regulamenta o necessário à proteção dos consumidores.

O MAE foi constituído por um contrato multilateral de adesão subscrito por:

- Todos os geradores com capacidade 50 MW
- Todos os comercializadores (concessionários, permissionários, autorizados) com volume comercializado ≥ 300 GWh/a (ano anterior)
- Importadores e exportadores com carga ≥ 50 MW

Podem participar do MAE outros agentes mediante aprovação da Assembléia Geral como sejam geradores menores, comercializadores, importadores e exportadores e consumidores livres. No MAE está previsto um sistema para administrar, contabilizar e liquidar as operações de compra e venda de energia eléctrica.

O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

O mecanismo de realocação de energia (MRE) é o sistema utilizado pelo MAE para determinar o preço da energia elétrica no MAE e determinar a metodologia de Alocação da energia produzida. O MRE será determinado ex-ante, baseado em um programa otimizado e flexível do despacho que irá excluir o impacto das restrições da capacidade das linhas de transmissão. Este programa ex-ante será determinado para cada submercado, com fluxos otimizados entre eles. Cada região do país constituirá um submercado.

Esse preço se dará segundo o maior custo do despacho de todas as plantas flexíveis, naquele submercado, sendo que as declarações sobre a redução da demanda e os fluxos internacionais deverão estar incluídos. A determinação do preço será dada a cada dia do período de liquidação, dentro do período de apuração. Espera-se que a duração do período de liquidação seja de meia hora e o período de apuração seja entre 1 dia e 1 semana.

O MRE irá ressarcir aos geradores que tenham fornecido energia além da sua energia assegurada, através do pagamento de seus custos variáveis de operação dos “royalties”. Estes pagamentos serão somados para todos os geradores que tenham contribuído energia ao MRE e a sua média incluindo-se o preço do transporte que será pago por todos aqueles que comprarem energia do MRE.

Quando existe um único preço do MAE é relativamente simples obedecer a estes princípios. A energia é re-alocada, para aqueles que produziram abaixo de seus níveis

assegurados, e o preço do MAE é recebido como se a energia alocada tivesse sido produzida pelo gerador que se encontra em escassez. O gerador que realmente produziu a energia será ressarcido pela energia transferida entre os submercados recebendo o preço predominante do MAE no submercado onde esta energia foi gerada, a fim de que a contabilização do MAE fique equilibrada. Este processo pode ser aplicado a qualquer número de geradores e a qualquer número de submercados. Um determinado gerador poderá receber energia do MRE alocada a partir de outro submercado e enfrentar uma exposição ao preço se:

Quando a produção total do sistema for superior ao volume total de energia assegurada, a diferença é definida como energia secundária. Esta energia deverá ser alocada àqueles geradores que a tenham produzido, de acordo com o preço do próprio submercado.

Essa alocação se dará da seguinte forma:

A energia secundária no sistema é calculada pela subtração da produção total menos a energia assegurada total, resultando na quantidade de energia secundária gerada. Esta energia é alocada pro-rata entre aqueles geradores que produziram em níveis superiores aos da energia assegurada. Esta alocação é feita de acordo com a quantidade de energia secundária gerada por cada um e as alocações serão feitas da seguinte maneira:

O custo total do ressarcimento aos geradores contribuintes tem a sua média distribuída entre todos aqueles que receberam energia alocada através do MRE, de tal forma que cada gerador pagará o mesmo valor por MWh por esta energia.

PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA NO BRASIL

Em 07 de julho de 1995 foi introduzida no Brasil a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica, quando a Lei n.º 9074, em seu art. 11, estabeleceu que “Considera-se Produtor Independente de Energia Elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco”.

Assim, ficou estabelecido que é objeto de autorização o aproveitamento de potenciais hidráulicos, destinados à produção independente, de potência superior a 1000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW. No caso de potência superior a 30.000 kW, há necessidade de obtenção de concessão de uso de bem público, em processo de licitação. Quanto às termelétricas destinadas à produção independente não são objeto de concessão, mediante licitação, ou autorização, sem que a lei explicita quando um ou outro processo.

A lei 9074 tornava legalmente possível a produção independente no Brasil, mas era insuficiente para que o “negócio produção independente” fosse viável. Havia muitas questões a serem respondidas. As respostas básicas vieram pelo Decreto 2003, de 10/9/96, que regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor, definindo, inclusive, que em se tratando de termelétrica será aplicado o instrumento da autorização.

Em 16/10/96 surgiu oficialmente o primeiro PIE no Brasil a COPENE – Petroquímica do Nordeste S/A, até então atuando na condição de autoprodutor. Pela Portaria do Ministro de Minas e Energia n.º 321, de 15/10/96 a COPENE, foi “autorizada a funcionar como produtor independente de energia elétrica” por meio de usinas termelétricas, utilizando óleo combustível, com potência total de 245 MW.

Somente oito meses depois viria a primeira autorização para implantação de um empreendimento novo na condição de produção independente.

A AES Uruguaiana Empreendimentos Ltda., com sede em São Paulo, SP, foi autorizada a funcionar como PIE e a estabelecer usina termelétrica movida a gás natural, denominada UTE Uruguaiana, com 456 MW, no Rio Grande do Sul. Esta autorização decorreu de processo de licitação para compra de energia elétrica conduzido pela CEEE, dirigido a PIE, que se constituiu no primeiro processo com tal objetivo e características realizado no País.

Em 26/05/97 foi outorgada a primeira concessão para uso de bem público, voltado a aproveitamento hidráulico destinado à produção independente, o consórcio denominado Porto Estrela, para a UHE Porto Estrela, a ser construída em Minas Gerais, com 112 MW. Se menos significativos são os valores de potência instalada, autorizada, ou concedida, relativos à produção independente no Brasil, da ordem de 3.600 MW, muito significativos são os números relativos a futuras concessões e autorizações previstas para tal modalidade.

A sinopse publicada pelo DNAEE, em novembro de 1997, mais especificamente no Programa de Licitação de Concessões – Plano de Expansão 1997 –,informava que: seriam 20 as Usinas Hidrelétricas a serem objeto de licitação em 98, todas destinadas à produção independente e, ou autoproduções, totalizando 1917 MW (potência média 95 MW); seriam 25 Usinas Hidrelétricas objeto de licitações em 1999, todas destinadas à produção independente e, ou autoprodução , totalizando 17.281 MW (potência média 691 MW).

AS DIFERENTES FORMAS DE GERAÇÃO

Existem varias formas de geração de energia. Atualmente no Brasil, 93,5% do potencial instalado é hidroelétrico, sendo responsável por 97% da energia consumida no país. Das diferentes formas de geração utilizadas cada uma tem suas vantagens e desvantagens o que se deve tentar alcançar é um mix das diferentes formas de geração para que se possa aumentar a confiabilidade do sistema mantendo o preço da energia ao mesmo tempo em um patamar competitivo.

A geração hidrelétrica atualmente é dividida em duas categorias: Usina Hidroelétricas (UHE), e Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH). Esta subdivisão é dada pela potência instalada de cada planta geradora, as plantas com capacidade Inferior ou igual a 30 MW são classificadas como PCHs e as plantas com capacidade instalada superior a 30 MW são classificadas como UHE. Esta subdivisão se dá devido a importância do desenvolvimento desses projetos para a ampliação da oferta de energia em áreas de difícil atendimento, os sistemas isolados e em pequenos centros agricultas ou industriais. Devido a sua importância esses projetos recebem vários incentivos do governo para viabilizar sua execução como:

- Empreendimentos de potência igual ou inferior a 1MW, tem dispensa de concessão, permissão, ou autorização;
- Autorização da ANEEL é necessária apenas para:

Aproveitamento do potencial hidráulico com valor superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW , destinado a produção independente ou autoprodução,

mantidas as características de PCH (resolução ANEEL 394/98).

Comercialização eventual e temporária pelo autoprodutor de seus excedentes de energia elétrica.

- Isenção de pagamento da taxa de utilização de recursos hídricos (6% sobre o valor da energia elétrica produzida);
- Possibilidade de comercializar de imediato a energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 KW;
- Possibilidade de formação de consórcio para exploração de novos aproveitamentos;
- as PCHs terão tarifas especiais, a serem aplicadas aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, não sendo inferiores à 50% das tarifas normais, necessárias ao fornecimento da energia que irão gerar.

Os sistemas isolados, mais de 300, representam uma grande oportunidade para a implantação de PCHs em substituição a sistemas térmicos obsoletos, pois esses projetos terão direito de usufruir do sistema de rateio da conta de consumo de combustíveis (CCC). Isso significa que o valor pago pelo combustível utilizado na antiga geradora térmica será repassado a PCH gerando uma receita extra, fazendo com que o projeto se torne economicamente viável.

TABELA 3:
 POTENCIAL INSTALADO EM PEQUENAS CENTRAIS
 HIDROELETRICAS.

CONCESSIONÁRIA	CAPACIDADE INSTALADA ¹ (MW)	ENERGIA FIRME ² (MW Med.)
CERJ	59,98	32,38
CELG	16,71	11,51
ESCELSA	17,60	9,98
ELETROPAULO	39,70	11,80
CEB	25,50	13,00
CPFL	96,30	43,38
CEMIG	130,70	60,40
CEMAT	30,04	20,51
CESP	44,00	9,90
FURNAS	24,90	10,00
CELESC	73,87	48,58
ENERSUL	61,20	22,30
COPEL	60,49	42,64
CEEE	28,59	19,60
RGE	3,20	1,30

¹ Capacidade Instalada é a energia que uma usina pode gerar continuamente, a uma taxa de confiabilidade de 95%.

² Energia Firme, é a média da energia elétrica que um usina gera durante o período de um ano.

COELBA	18,90	17,00
CHESF	57,52	26,60
CELTINS	10,80	8,80
EMAE	33,00	n/d
AUTOPRODUTORES	50,60	n/d
TOTAL	883,51	406,68

Os projetos de geração hidroelétrica tem como maior vantagem o preço do insumo usado para geração ser zero, barateando o preço da energia, apesar do elevado custo de construção. Mas ao mesmo tempo a geração fica restringida ao nível dos reservatórios, incluindo um fator de risco no sistema.

A geração térmica, ainda é pouco utilizada no país, restringindo-se basicamente a região Sul e nos sistemas isolados. Na região Sul o combustível usado para este tipo de geração é o carvão mineral nacional, e nos sistemas isolados o combustível utilizado é basicamente derivados de petróleo em pequenos grupos de geradores.

A grande vantagem das usinas termoelétricas é sua grande confiabilidade decorrente da estabilidade do nível de geração. O defeito dessa modalidade são o impacto ambiental causado pela poluição e também a vulnerabilidade econômica, uma vez que o combustível por ser importado tem seu preço cotado em moeda estrangeira expondo os geradores a variações cambiais e do preço do combustível no mercado internacional.

Atualmente no Brasil o Ministério das Minas e Energia juntamente com a Agencia Nacional de Energia Elétrica e a Eletrobrás vêm desenvolvendo medidas no intuito de incentivar o aumento de projetos de geração alternativa como a Cogeração,

Biomassa, Eólica e Solar. Visando aumentar a oferta de energia elétrica e aumentar a confiabilidade do sistema no curto prazo principalmente.

O processo de cogeração é a geração simultânea de energia elétrica e energia térmica para calor a partir de uma única fonte de energia. Esta tecnologia tem um grande potencial nos setores que geram combustível residual em seu processo produtivo, como o sucroalcooleiro, de papel e celulose, siderúrgico e de refino, que até então eram os únicos a utilizarem esta forma de geração. Com a ampliação da oferta de gás natural com a entrada em funcionamento de gasoduto Brasil-Bolívia, a cogeração teve sua viabilidade econômica ampliada para setores que utilizam calor e/ou frio em seu processo produtivo, tais como químico, têxtil, de alimentos e bebidas, hotéis, shoppings e, outros do setor de serviços.

A cogeração terá sua participação ampliada, por apresentar varias vantagens competitivas para as empresas que empregam este sistema, pois a geração de eletricidade é no próprio local de consumo, redução de custos, aumentando a competitividade econômica de empresas entre outras.

TABELA 4:

PERSPECTIVAS PARA A COGERAÇÃO NO BRASIL.

SETORES	POTÊNCIA INSTALADA (1998)	POTENCIAL DE MERCADO (2003)		POTENCIAL ECONÔMICO	POTENCIAL TERMODINÂMICO
		Autoprodução	PIE		
Sucro-Alcooleiro	995	180	25	4020	5584
Químico	260	525	440	1225	2718
Refino de petróleo	153	740	3875		4768
Siderúrgico	341	354		875	6938
Papel - Celulose	718	471		1740	2514
TOTAL	2467	2270	4340	12628	17754

O potencial de mercado apresentado na tabela, representa as efetivas intenções de investimentos das empresas dos setores estudados, baseando-se nas condições de mercado, tarifas e regulamentações atuais. Enquanto que o potencial econômico é o potencial que a cogeração pode alcançar em um ambiente econômico de competição.

A geração de energia elétrica utilizando como combustível a biomassa ainda é de caráter experimental. Atualmente existem pouquíssimos projetos sendo desenvolvidos, e o mais importante esta sendo desenvolvido no município de Mucurí, Sul do Estado da Bahia denominado WBP (Brazilian Wood Big-GT DemensTration Project³) / SIGAME (Sistema Integrado de Gaseificação de Madeira para Geração de Eletricidade) usando a tecnologia BIG/GT Biomass Integrated Gaseification/Gas Turbine, no qual a biomassa passa por uma etapa de gaseificação para em seguida, utilizando o gás obtido, gerar energia elétrica, tendo como objetivo confirmar a viabilidade econômica da produção de eletricidade a partir da biomassa.

Atualmente no país a energia Eólica ainda é pouco utilizada se restringindo a pequenos geradores no norte/nordeste do país sem fins comerciais. No intuito de incentivar essa forma de geração, a ELETROBRÁS juntamente com a ANEEL está produzindo um Atlas dos regimes de vento no País permitindo-se assim, selecionar locais para instalações de grandes fazendas eólicas quanto de sistemas eólicos de pequeno porte.

TABELA 5:

³ Tecnologia de geração de energia através da biomassa, no qual a biomassa passa por uma etapa de gaseificação para em seguida, utilizando o gás obtido em um sistema de ciclo combinado, gerar energia.

SITUAÇÃO DOS PROJETOS EOLICOS NO BRASIL.

EMPREENDIMENTO	MG	KW	STATUS	EMPRESA
Morro do Carmelinho	MG	1.200	operação	CEMIG
Porto de Mucuripi	CE	1.200	operação	COELCE/CHESF
Prainha	CE	10.000	operação	WOBLEN
Taíba	CE	5.000	operação	WOBLEN
Pecém	CE	5.400	operação	CINZEL
Palmas	PR	12.000	Dez/99	COPEL/WOBLEN
Paracurú	CE	30.000	Jan/00	COELCE
Camocim	CE	40	Jan/03	COELCE
Vila Joanes	PA	200.000	operação	CELPA
Salinópolis	PA	100.000	estudo	WOBLEN
Jericoacara	CE	300.000	estudo	COELCE
Cabo Frio	RJ	75	estudo	PROVEN/VESTAS
Fernando de Noronha	PE		operação	CELPE

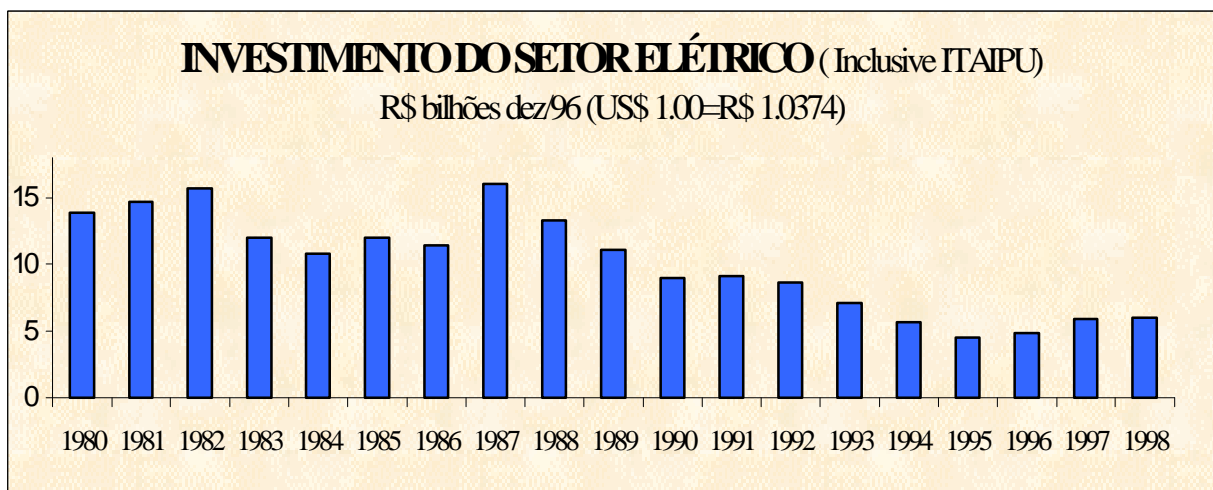
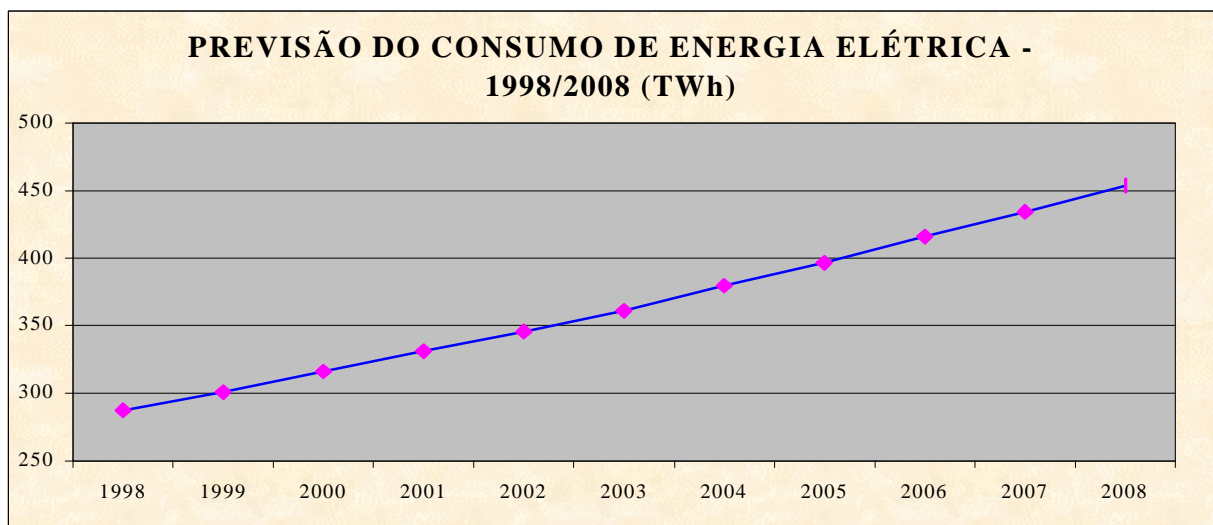
Assim como a geração eólica, a energia solar atualmente não é utilizada em escala comercial. Sua maior aplicação se dá em pequenos centros rurais e em alguns dos sistemas isolados. Apesar de sua utilização em pequena escala, essa forma de energia é de grande importância para o sistema integrado como um todo, pois possibilita que consumidores sejam atendidos a um custo relativamente baixo. Atualmente existem alguns estudos para implantação de fazendas de geração de energia no Nordeste do país.

A MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA E O MIX ÓTIMO DA GERAÇÃO

O Brasil vem apresentando à alguns anos, taxas de crescimento do consumo de energia elétrica elevadas, em torno de 5% ao ano, e é esperado de manter esta mesma taxa até o ano de 2008. Sendo necessário, um investimento anual na geração na ordem de R\$ 7,5 bilhões para que não ocorram racionamentos, segundo o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS).

O fato da matriz energética brasileira ser altamente concentrada na geração hidroelétrica, 93,5% do potencial instalado e respondendo por 97% dos despachos de energia, inclui no sistema um fator de risco que é a disponibilidade do insumo necessário para a geração de energia, a água, nos reservatórios das usinas. Alinhando-se a este fato, o decréscimo de investimentos no setor nesta década, fazendo com que poucas novas usinas fossem postas em operação, obrigado o sistema operar em níveis elevados de capacidade, aumentando o risco de déficit, que esta estimado para 9,9% para a região Sudeste no ano 2000, significando o racionamento de energia em algumas regiões do país.

A partir deste cenário, o Ministério das Minas e Energia começou um processo para alterar a matriz energética brasileira de forma a diminuir a dependência da geração hidroelétrica e aumentar a estabilidade do sistema. Foram tomadas medidas que facilitassem a implantação de usinas termoelétricas pelos produtores independentes



Uma destas medidas foi a promulgação da lei 9074 a qual isenta os projetos térmicos de produtores independentes de licitação e concessão precisando apenas da autorização da ANEEL o que torna o negocio viável. Assim o produtor independente assume todos os riscos do projeto, desde o financiamento até a comercialização da energia não estando sujeito as regras da ANEEL, o que torna mais fácil a obtenção de linhas de financiamento externas.

Ao mesmo tempo o projeto do gasoduto Brasil-Bolivia veio aumentar a oferta de gás natural no país, tornando possível a implantação de térmicas a gás natural em cidades próximas ao gasoduto. Incentivados pelas mudanças na legislação, na forte demanda e pelo preço do gás boliviano, vários consórcios se formaram para a implantação de térmicas o que viria a aumentar a oferta de energia, aumentar a confiabilidade do sistema e diminuir o risco de déficit no curto prazo.

O que não se esperava era que a partir de 1997 a situação econômica brasileira fosse se deteriorar tão rapidamente, levando a uma maxi desvalorização do real em janeiro de 1999. Com a desvalorização cambial, a maioria dos projetos foram paralisados devido a falta de garantias quanto ao preço do gás natural e das tarifas de energia, pois apesar do valor do investimento em moeda estrangeira ter diminuindo, essa diminuição é menor do que a diminuição das tarifas.

Em um projeto termoelétrico do total dos investimentos, apenas 20% são referentes a construção da usina, os quais são contratados em reais, os outros 80% do investimento, são referentes aos equipamentos, esses equipamentos em sua maioria não

são produzidos no país, tendo que ser importados. Então no caso de uma desvalorização de 20% por exemplo, as tarifas teriam seus preços, em dólar, reduzidos no mesmo montante que a desvalorização, diminuindo assim a receita, em dólares, no montante da desvalorização. Enquanto que as obrigações referentes a usina sofreriam uma diminuição, em dólares, de apenas 20% do montante da desvalorização fazendo com que a redução nos investimentos seja de apenas 4% do total dos investimentos. Por esses motivos apenas dois projetos foram concluídos até hoje, a UTE Uruguaiana em Santa Catarina e a UTE Cuiabá no Mato Grosso.

Para reverter este quadro de estagnação dos projetos termoelétricos o MME juntamente com a ANEEL e a Eletrobras estão tomando medidas visando incentivar esta forma de geração. A Eletrobras atuará como compradora em ultima instancia da energia gerada pelas usinas ate 2002 quando então as concessionárias terão a obrigação de demonstrar, por meio de contratos , condições de atender seus determinados mercados. A ANEEL está revisando a resolução 233/99 sobre os Valores Normativos, a qual estabelece os preços máximos de repasse da energia elétrica comprada pelas distribuidoras para os consumidores finais assim como o montante que as geradoras poderão reajustar sua energia de acordo com a inflação (IGP-m) e correção cambial. Na sua primeira versão as geradoras só poderiam repassar 70% da correção cambial para suas tarifas, mas na nova versão que a ANEEL está preparando, este valor poderá variar até 100% eliminando-se assim o risco da desvalorização.

Alem dessas medidas, o Ministério das Minas e Energia e a Eletrobras, selecionaram dentre várias usinas térmicas a gás natural planejadas aquelas que estão

em condições de operar até o início de 2003. Definindo-se que para o Sul/Sudeste e Centro-Oeste haverá um mix de preços envolvendo gás brasileiro e gás importado, cujo preço médio não deverá ultrapassar o equivalente, em reais, a US\$ 2,26/MMBTU(unidade térmica) para contratos de 20 anos. Para o Nordeste, o preço médio também o equivalente, em reais, a US\$2,26/MMBTU para contratos de 20 anos, com a diferença que, nos primeiros 5 (cinco) anos, o gás será totalmente nacional a US\$1,946/MMBTU. Prevê-se que aproximadamente 8.000 MW poderão ser viabilizados com essas medidas.

Desta forma o Ministério das Minas e Energia pretende no curto prazo diminuir o risco de déficit de falta de energia, atualmente está muito alto e aumentar a participação da geração térmica na matriz energética para 18% até o ano de 2015 atingindo assim o nível considerado ótimo para o país entre as diferentes formas de geração, pois mantém o preço médio da energia baixo e aumenta a estabilidade do sistema.

CONCLUSÃO

O modelo estatal do setor elétrico foi indiscutivelmente bem sucedido, planejando e operando todo o sistema de forma integrada e procurando otimizar o sistema. A partir do final da década de 80 a capacidade do Estado em financiar este modelo foi se esvaindo até o ponto em que não era mais possível o financiamento da expansão da oferta de energia de forma a atingir a demanda, que nesta década vem crescendo a uma taxa de 5%, com previsão de manter este mesmo nível de crescimento

até o ano 2008. Em função disto, a potência instalada terá que crescer para cerca de 96.000 MW, ou seja, aproximadamente 3.640 MW/ano.

Para cumprir os objetivos de suprimento adequado, eficiência econômica e suporte ao processo de privatizações, o novo setor elétrico brasileiro foi projetado para ser competitivo onde possível, regulamentado onde necessário e respaldado por uma legislação atualizada e coerente e tudo isto adotando precauções que visam proteger os consumidores e a própria filosofia conceitual do modelo.

Os suportes do processo concorrencial, que ocorrerá na geração e comercialização, serão dados pelo MAE, onde todos poderão negociar com todos, o livre acesso à transmissão e distribuição, a definição de suas próprias obras (o planejamento da geração será só indicativo), a operação neutra e feita sob o patrocínio dos próprios agentes. A nova legislação do setor elétrico será pontual para as necessidades imediatas mas deverá desaguar ao seu final num único documento consolidado e coerente, o Código de Energia Elétrica.

Já estão sendo implantados instrumentos legais e regulamentares que visam a proteção à concorrência e, em consequência, aos consumidores como a limitação à participação de agentes de um segmento em outro segmento (agentes distribuidores em geração, por exemplo), a limitação à compra de energia do agente do mesmo grupo societário (ou o auto suprimento, no caso de empresas ainda verticalizadas) e a limitação a participação de um agente no mercado correspondente regional e nacional. Em conjunto a essas medidas, o novo modelo do setor elétrico brasileiro prevê uma série de medidas adicionais e dentre elas estão os chamados contratos iniciais que

permitirão uma transição amena, 5 a 8 anos, do atual esquema de preço definidos de suprimento para a completa liberdade negocial da compra/venda de energia;

Para tornar esse modelo realidade, foi introduzida, no novo modelo do setor elétrico a figura do produtor independente de energia que terá a função de aumentar a competição no setor de geração de energia, aumentando a economia de mercado e mantendo as tarifas em níveis internacionais e também obriga que os consórcios formados para a exploração de potenciais hidroelétricos ou termoelétricos, tenha uma participação estatal abaixo de 49%, obrigando recentemente a introdução da iniciativa privada nos projetos.

Os consórcios formados para construção das plantas geradoras trarão novos investidores estrangeiros, porém todas as entradas de capital externo ainda são intimamente relacionada com o “risco Brasil”, fator determinante do nível de remuneração esperado pelos investidores. Além disso esses novos consórcios poderão recrutar administradores técnicos oriundos e formados nas empresas estatais, bem como contar com a participação de empresas especializadas estrangeiras.

As organizações financeiras nacionais estatais podem cooperar temporariamente na montagem de consórcios para viabilizar a execução dos projetos, mas a sua participação tende a ser de curto prazo. Porém os níveis de investimentos só irão aumentar caso as regras do setor sejam bem claras e definidas, pois os investidores privados exigem garantias reais de que as regras do jogo não irão mudar. Cabe agora ao governo, por meio das agencias reguladoras, implementar as mudanças necessárias para criar um ambiente em que haja estabilidade e segurança para os investidores.

Assim, o setor elétrico brasileiro ganha um novo arcabouço, os investidores e concessionários passam a ter regras claras e indutoras da eficiência e os consumidores terão a energia que precisam, em quantidade e qualidade, e ao preço justo. Adequando-se a modernidade setorial, já implantada em outros países, o setor elétrico brasileiro prepara-se para atrair capitais, tecnologia e gerenciamento de novos investidores, quer estrangeiros ou nacionais.

A INSTITUCIONALIZAÇÃO DO MODELO

Reestruturação do Setor Elétrico

Etapas cumpridas e situação atual

ETAPA	AÇÕES	CONSEQUÊNCIAS
Lei n.º 8.631/93 (regulamentada pelo Decreto n.º 774/93)	Fim da equalização tarifária e da remuneração garantida Parametrização dos reajustes tarifários Contratos de suprimento Encontro de Contas (CRC) com saneamento de passivos	Recuperação do nível tarifário Adimplência entre empresas e com Itaipu Melhoria de perfil dos balanços Estímulo à eficiência empresarial Inviabilização, no médio prazo, de empresas persistentemente mal administradas
Decreto n.º 915/93	Permite consórcio entre indústrias e entre indústrias e concessionárias visando ampliação da autoprodução	De acordo com dados da Eletrobrás, viabiliza a concessão de cerca de 80 pedidos, envolvendo novos 2000 MW (hidráulicos)
Portaria DNAEE n.º 1.063/93	Amplia e flexibiliza a comercialização de energia secundária para consumidores eletrointensivos, condicionado a plano de autosuficiência	Induz o Setor Elétrico à prática de tarifas voltadas para as características do mercado e não apenas sob a ótica do ofertante Introduz risco e amplia a responsabilidade dos consumidores eletrointensivos no equacionamento do seu suprimento
Decreto n.º 1.009/93	Abre o acesso ao sistema federal de transmissão Implanta a tarifa de transporte (tarifa de utilização do sistema de transmissão)	Amplia a atratividade da autoprodução Favorece intercâmbios regionais Induz a competitividade na geração Favorece introdução do produtor independente Estimula a Segregação dos custos de Ger/Trans/Distr Otimiza o uso do sistema de transmissão através de sinais de preços realistas
Lei n.º 8987/95 – “Lei	Dispõe s/ o regime de	Criação de arcabouço jurídico-

das Concessões”	concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no Art.º 175 da Constituição	normativo do novo Modelo Setorial Outorga de concessão mediante licitação Abertura do setor para novos agentes Celebração de contratos de concessão Estado como agente regulador e fiscalizador do serviço Tarifa fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação Extinção das concessões outorgadas sem licitação na vigência da Constituição de 1988
Decreto n.º 1503/95	Inclui no Programa Nacional de Desestatização – PND – a Eletrobrás, Furnas, Eletronorte, Eletrosul e Chesf	Segregação das atividades nucleares de Furnas, transferidas à NUCLEN Cisão das atividades de geração e transmissão da Eletrosul Privatização da Gerasul

ETAPA	AÇÕES	CONSEQUÊNCIAS
Lei n.º 9074/95 – “Lei das Concessões”	Estabelece normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos Licitação condicionada à definição, pelo poder concedente, de “aproveitamento ótimo” Venda de energia por Produtor Independente Opções de compra de energia pelos consumidores Revisão tarifária assegurada pelos contratos de concessão como garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro Definição das instalações de transmissão, quanto á seu destino: Rede básica, concessionário de distribuição, centrais de	Prazo de amortização dos investimentos limitado à 35 e 30 anos para as concessões de geração e transmissão, respectivamente Extinção dos mercados cativos Acentuada margem de comercialização no segmento da distribuição Redução do risco dos investidores Novas cargas > 3.000kw, qualquer tensão – livre escolha de fornecedor Cargas antigas > ou = 10.000kw, tensão > ou = 69kv – livre opção por PIE e, a partir de jun/98, qualquer concessionária Cargas antigas > ou = 3.000kw, tensão > ou = 69 – livre opção de fornecedor

	geração Constituição de Consórcios de geração	
Decreto n.º 1.717/95	Estabelece procedimentos para prorrogação das concessões de que trata a Lei n.º 9.074/95	Criação do conceito de empreendimento iniciado, aplicável de acordo c/ Lei n.º 8.987/95
Ato Declaratório DNAEE n.º 1/95	Alienação do controle da ESELSA	
Ato Declaratório DNAEE n.º 2/95	Alienação do controle da Light	
Portaria DNAEE n.º 91/96	Prorrogação prazos das concessões	
Portaria DNAEE n.º 244/96	Definição/Composição da Rede Básica	
Portaria MME n.º 226/96	Aprovação do Plano Decenal de Expansão 1996/2005	Planejamento indicativo da expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica
Decreto n.º 2.003/96	Regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor	Livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição Modalidade de operação energética Encargos financeiros da exploração de energia elétrica
Lei n.º 9.427/96	Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL	
Portaria DNAEE n.º 459/97	Regulamenta as condições para o acesso aos sistemas de transmissão e distribuição Coordenação pelo Grupo Coordenador para a Operação Interligada – GCOI Aplicação aos produtores de energia elétrica e aos consumidores e concessionários	Pagamento de encargos de uso da rede elétrica Viabilização de novos investimentos Competição na geração Expansão de oferta a preços adequados ao consumidor Conceitos e definições básicas

ETAPA	AÇÕES	CONSEQUÊNCIAS
Lei n.º 9.648/98	Altera dispositivos da Lei n.º 8.987/95, Lei n.º 9.074/95 e Lei n.º 9.427/96 Autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Eletrobrás e de suas subsidiárias	Autorização da ANEEL para a compra e venda de energia por agente comercializador Autorização da ANEEL para a comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica

		<p>Autorização da ANEEL para a importação e exportação de energia elétrica, bem como a implantação dos respectivos sistemas de transmissão associados</p> <p>Criação de sociedades por ações, a partir da reestruturação da Eletrobrás e suas subsidiárias, mediante operações de cisão, fusão, incorporação, redução de capital ou constituição de subsidiárias integrais</p>
Decreto n.º 2.655/98	Regulamenta o Mercado – Atacadista de Energia Elétrica – MAE	Exploração das atividades vinculadas à energia elétrica sujeita às restrições de concentração econômica e de poder de mercado
Decreto n.º 2.655/98 (Cont.)	<p>Define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS</p> <p>Estabelecimento do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE</p> <p>Contratos de suprimento existentes (Lei n.º 8.631/93) / Contratos iniciais</p> <p>Novos Contratos Bilaterais</p>	<p>Caráter competitivo nas atividades de geração e comercialização de energia elétrica</p> <p>Serão contabilizados, em separado, as receitas, despesas e custos referentes: à distribuição e à comercialização para consumidores cativos e livres; às instalações de rede básica e as das demais instalações de transmissão; às atividades vinculadas à concessão e a outras atividades econômicas eventualmente exercidas</p> <p>Compartilhamento dos riscos hidrológicos</p> <p>Energia da Itaipu, será objeto de contrato específico</p> <p>Pagamento, a Furnas, pelo transporte de energia elétrica de Itaipu, relativo ao sistema em corrente contínua</p> <p>Energia elétrica proveniente da Itaipu e das usinas nucleares Angra I e II será objeto de regulamentação específica</p>
Resolução ANEEL n.º 94/98	Estabelecimento de condições relativas à participação dos Agentes de Geração e de Distribuição nos serviços e atividades de energia elétrica	Definição de limites de participação: 25% e 20%, respectivamente, nos mercados de distribuição de energia elétrica regional e nacional

Resolução ANEEL n.º 244/98	Estabelecimento de critérios de cálculo dos montantes de energia e demanda a serem considerados nos contratos iniciais	Energia assegurada Perdas de transmissão
----------------------------	--	---

ETAPA	AÇÕES	CONSEQUÊNCIAS
Resolução ANEEL n.º 248/98	Estabelecimento das condições gerais da prestação de serviço de transmissão, de contratação de acesso e uso dos sistemas de transmissão, vinculadas aos contratos iniciais	Compete à ANEEL regular tarifas de contratação do acesso e uso do sistema de transmissão Compete à ANEEL identificação das instalações integrantes da Rede Básica para disponibilização ao ONS Substituição contratos de suprimento por Contratos Iniciais Encargos de uso dos sistemas de transmissão e de conexão
Resolução ANEEL n.º 249/98	Estabelece condições de participação dos agentes no MAE e diretrizes para estabelecimento do MRE	Agentes: concessionários de geração, com capacidade instalada > ou igual a 50 MW; que exercem a atividade de comercialização em volume > ou igual a 300 GWh/ano; importadores ou exportadores com carga > ou igual a 50 MW Durante fase de transição, de 1998 a 2005, o MRE contemplará usinas térmicas consideradas na determinação dos montantes dos contratos iniciais.
Resolução ANEEL n.º 261/98	Estabelece os percentuais de redução de reembolso previsto na CCC	Em 2003 – redução de 25 % Em 2004 – redução de 50 % Em 2005 – redução de 75 % A partir de 2006 – extinção do benefício da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis
Resolução ANEEL n.º 262/98	Estabelece composição da Rede Básica dos sistemas elétricos interligados no RS, SC, PR e MS Estabelece as receitas permitidas vinculadas às referidas instalações	Reajuste e revisão periódica, pela ANEEL, das receitas anuais permitidas Estabelece o valor mensal de R\$ 2.362,30/MW para tarifa de uso da transmissão da Rede Básica, vinculada aos contratos iniciais

	Estabelece a tarifa de uso da transmissão da Rede Básica e dos encargos de conexão	
Resolução ANEEL n.º 264/98	Estabelece as condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres	
Resolução ANEEL n.º 265/98	Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica no mercado de livre negociação	
Resolução ANEEL n.º 266/98	Estabelece limite ao repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica	
Resolução ANEEL n.º 267/98	Homologa os montantes de energia e demanda para os contratos iniciais de compra e venda da energia para as empresas da Região Sul	

ETAPA	AÇÕES	CONSEQUÊNCIAS
Resolução ANEEL n.º 268/98	Homologa os montantes de energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas pertencentes às empresas da Região Sul	
Resolução ANEEL n.º 269/98	Estabelece as tarifas dos Contratos iniciais	
Resolução ANEEL n.º 270/98	Estabelece as condições e procedimentos para solicitação de reajuste das tarifas de energia elétrica dos concessionários de distribuição	
Resolução ANEEL n.º 271/98	Altera Resolução n.º 249/98, facultando a participação no MAE aos autoprodutores com capacidade instalada > ou igual a 50	
Resolução ANEEL n.º 273/98	Autoriza a Eletrobrás a comercializar energia elétrica	

	no âmbito do MAE	
Resolução ANEEL n.º 307/98	Aprova o Estatuto do ONS	
Ofício ANEEL n.º 858/98	A ANEEL informa que, até o final do ano de 1998, promoverá a celebração dos correspondentes Contratos de Concessão para a formulação do ato do MME de prorrogação do prazo das concessões, de acordo com o Decreto n.º 1.717/95	

BIBLIOGRAFIA

ANEEL. Legislação Básica. Brasília, 1998/99.

COOPERS & LYBRAND. Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, Documentos Básicos. Brasília, 1998.

ELETROBRÁS REVISE. Revisão Institucional do Setor Elétrico, Eletrobrás. Rio de Janeiro, 1987.

MME, DNAEE. Código de Águas. Brasília, 1984.

GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS.

Plano Decenal de Expansão 1999/2008. Rio de Janeiro, 1999.

LEITE, ANTONIO D.. A Energia do Brasil, Editora Nova Fronteira. Rio de Janeiro, 1997.

REVISTA BRASIL ENERGIA, Editora Brasil Energia. Rio de Janeiro

HOME PAGE DA ANEEL

HOME PAGE DO ONS

HOME PAGE DA ELETROBRAS

HOME PAGE DA APINE