

**FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS**  
**ESCOLA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**  
**MESTRADO EM FINANÇAS E ECONOMIA EMPRESARIAL**

**AMANDA MOTTA SCHUTZE**

**EFEITOS DA REGULAÇÃO NO CUSTO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA**  
**ELÉTRICA NO BRASIL**

Rio de Janeiro

2010

**AMANDA MOTTA SCHUTZE**

**EFEITOS DA REGULAÇÃO NO CUSTO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA NO BRASIL**

Dissertação apresentada à Banca Examinadora da Escola de Pós-Graduação em Economia da Fundação Getulio Vargas como exigência parcial para obtenção do título de Mestre em Finanças e Economia Empresarial, sob a orientação do Professor Humberto Luiz Ataíde Moreira e co-orientação da Professora Marina Figueira de Mello.

Rio de Janeiro

2010

AMANDA MOTTA SCHUTZE

**EFEITOS DA REGULAÇÃO NO CUSTO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA NO BRASIL**

Dissertação apresentada à Banca Examinadora da  
Escola de Pós-Graduação em Economia da  
Fundação Getulio Vargas como exigência parcial  
para obtenção do título de Mestre em Finanças e  
Economia Empresarial.

Aprovada em 27/05/2010.

Banca Examinadora:

---

Humberto Luiz Ataíde Moreira  
FGV / EPGE – RJ

---

Marina Figueira de Mello  
PUC / Departamento de Economia – RJ

---

Pedro Cavalcanti Gomes Ferreira  
FGV / EPGE – RJ

---

Rafael Coutinho Costa Lima  
USP / FEA– SP

Rio de Janeiro

2010

Dedico esta dissertação aos meus filhos Júlia e Bruno. Tudo fica mais simples com  
você ao meu lado.

## **AGRADECIMENTOS**

A todos os professores da EPGE, que contribuíram muito para o meu aprendizado e para minha formação acadêmica e em especial ao meu orientador Humberto Moreira, pela sua paciência e dedicação que possibilitaram a conclusão desta dissertação.

À minha co-orientadora Marina Figueira de Mello por me passar com tanta gentileza um pouco do seu enorme conhecimento do Setor Elétrico Brasileiro. Por acompanhar a minha evolução e estar sempre me estimulando e acreditando no meu potencial.

Ao meu marido Roberto, por ter me apoiado em todos os momentos difíceis, sempre com muito amor e paciência. Pela compreensão da importância deste estudo para mim.

Aos meus pais, Walter e Maria Luisa, pelo carinho e infinita dedicação ao meu crescimento pessoal e profissional.

Aos meus irmãos Roberta e Guilherme e minha amiga Sue-Ellen pelo apoio e amizade.

Ao Romário de Oliveira Batista, assessor da Aneel, pelas informações enviadas e dúvidas esclarecidas de forma tão rápida e eficiente.

## **RESUMO**

Nos últimos vinte anos, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vem passando por profundas transformações incluindo duas reestruturações. A primeira, em 1995, faz a transição de um modelo centralizado com empresas estatais operando no regime de monopólio para um modelo de livre mercado com ênfase na privatização do setor. A segunda, em 2004, retoma o papel do Estado no planejamento da expansão do setor, estabelece a convivência entre empresas estatais e privadas e busca promover a modicidade tarifária. A principal razão para as mudanças é a necessidade de investimento para expansão da oferta de energia elétrica. Este trabalho tem como objetivo apresentar estas reformas, descrever o funcionamento atual do setor elétrico e analisar a questão do término das concessões de geração a partir de 2015. A indefinição do governo federal entre prorrogar ou licitar estas concessões cria incertezas, adiando investimentos e provocando perdas ao país.

**PALAVRAS-CHAVE:** Setor Elétrico Brasileiro. Reestruturação. Expansão da Oferta de Energia Elétrica. Concessão. Geração. Prorrogar ou Licitar. Modicidade Tarifária.

## **ABSTRACT**

Over the past twenty years, the Brazilian Electric Sector (SEB) went through profound changes including two structural changes. The first, in 1995, made the transition from a centralized model with state-owned companies operating under a monopoly model to a free market model emphasizing the privatization of the sector. The second, in 2004, recovers the state's role in planning the sector expansion, establishes the coexistence of state and private companies and seeks to promote affordable tariffs. The main reason for the changes is the need for investment to expand the electric power supply. This paper aims to present these structural changes, to display the current operation of the electric power sector and to consider the issue of the end of the generation concessions from 2015 on. The federal government vagueness between bidding or extending these concessions creates uncertainties thus postponing the investments and causing losses to the country.

**KEYWORDS:** Brazilian Electric Sector. Structural Changes. The Electricity Supply Expansion. Concession. Generation. Extend or Bid. Affordable tariffs.

## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	8
1. CARACTERÍSTICAS DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA .....	10
1.1. Características Econômicas Gerais do Fornecimento de Energia Elétrica.....	10
1.2. Características do Fornecimento de Energia Elétrica no Brasil .....	13
2. ANTECEDENTES HISTÓRICOS .....	18
2.1. Introdução .....	18
2.2. Modelo Centralizado .....	18
2.3. Modelo de Livre Mercado .....	26
3. TEORIA .....	38
3.1. Concessões .....	38
3.2. Leilões .....	44
4. O SETOR ELÉTRICO ATUALMENTE .....	52
4.1. Introdução .....	52
4.2. Estrutura do Setor e seus Agentes Institucionais.....	53
4.3. Modelo de Contratação de Energia .....	56
4.4. Geração .....	57
4.5. Distribuição .....	59
4.6. Leilões para Compra de Energia Elétrica .....	61
4.7. Conclusão .....	64
5. FIM DAS CONCESSÕES DE GERAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO .....	67
5.1. Introdução .....	67
5.2. A Origem da Questão das Prorrogações.....	68
5.3. Legislação .....	72
5.4. Importância de Resolver este Tema.....	73
5.5. Posicionamentos sobre o Tema .....	76
5.6. Opções .....	78
6. CONCLUSÃO.....	83
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	87
ANEXO .....	90



## INTRODUÇÃO

No dia 20 de abril de 2010 foi realizado o leilão para a concessão da hidroelétrica de Belo Monte com início de suprimento em 01/01/2015 com trinta anos de duração. O consórcio vencedor foi o Norte Energia, liderado pela Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco) do grupo Eletrobrás com 49,98% de participação. Belo Monte será a terceira maior hidroelétrica do mundo com 11.233,1 MW de capacidade instalada e 4.571 Mwmed<sup>1</sup> de energia assegurada.

Esta adição a atual capacidade de geração se faz necessária para viabilizar o crescimento do Brasil. De acordo com o Plano Nacional de Energia 2030, a demanda de energia atingirá, em 2030, valores entre 134% e 244% maiores do que a demanda verificada em 2005 (362 TWh), respectivamente, para os cenários de menor e maior crescimento.

Mas para que a oferta de energia acompanhe a demanda, o desenho institucional do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) precisa estar completamente definido.

O SEB vem passando por profundas transformações ao longo dos últimos quinze anos. No modelo centralizado, vigente até 1995, as empresas estatais operavam o setor no regime de monopólio e de forma verticalmente integrada. Atualmente, a participação de empresas privadas é grande, a estrutura é desverticalizada e o modelo busca a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia.

O setor passou por duas reestruturações. A primeira em 1995 com a implantação do Modelo de Livre Mercado, sob o governo Fernando Henrique Cardoso, enfatizava a privatização do SEB e o livre mercado. A segunda em 2004 com a implantação do Novo Modelo, sob o governo Luiz Inácio Lula da Silva, novas mudanças institucionais foram introduzidas, agora sob o norte da retomada do papel do Estado no planejamento da expansão do setor, na convivência entre mercados livre e regulado e na busca pela modicidade tarifária.

---

<sup>1</sup> Portaria número 2 da Secretária de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME de 12 de fevereiro de 2010

O atual desenho institucional do SEB apresenta elementos de ambas as reestruturações realizadas. Em consequência disso, as concessões de energia elétrica são regidas por regulamentação que apresenta elementos contraditórios.

Em 2015 vence parte das concessões do setor, porque se encerra o período de 20 anos desde a Lei 9.074/95, que previa o prazo para contratos vencidos ou de período indeterminado. De acordo com esta Lei, após este prazo, novos concessionários devem ser escolhidos unicamente por licitação, como manda a Constituição de 1988.

Está é uma situação peculiar de implicações complexas, um cenário jamais vivido pelo setor elétrico. A partir de 2015 termina o período de concessão de 31% do parque gerador do país e de 82% da rede de transmissão. Isso cria incertezas no mercado, evitando investimentos e dificultando o aumento da oferta necessário para o desenvolvimento do país.

O governo federal deve decidir entre prorrogar ou licitar estas concessões. Esta decisão precisa ser tomada rapidamente para que os agentes possam se posicionar frente às novas mudanças do setor seja com a introdução de lei ou mudança constitucional que permita a prorrogação, ou com a possibilidade de que grandes empresas estatais como Furnas, Chesf, Copel (Companhia Paranaense de Energia), CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica - Rio Grande do Sul) e Cesp (Companhia Energética de São Paulo) percam suas usinas no processo licitatório.

Após esta introdução, a primeira seção apresenta as características econômicas gerais do fornecimento de energia elétrica e as características do fornecimento no Brasil especificamente. A segunda seção descreve as mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro explicando o Modelo Centralizado e o Modelo de Livre Mercado. A terceira seção aborda a teoria dos leilões e das concessões para compreensão do atual modelo do setor elétrico explicado na seção seguinte. E finalmente, a quinta seção analisa a questão do término das concessões de geração do setor a partir de 2015.

## **1. CARACTERÍSTICAS DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA**

### **1.1. Características Econômicas Gerais do Fornecimento de Energia Elétrica**

A eletricidade é um produto que é geralmente não estocável. E sua demanda flutua pela hora do dia, pela época do ano, quando as condições climáticas variam e aleatoriamente. A oferta também é sujeita a imprevistos naturais. No entanto, o equilíbrio entre oferta e demanda precisa ser mantido continuamente no sistema. Essa combinação de circunstâncias pode gerar problemas consideráveis para a organização do fornecimento de energia elétrica.

O fornecimento de energia envolve cinco estágios de produção:

1. oferta de matéria prima de energia
2. geração
3. transmissão
4. distribuição
5. oferta para consumidores finais

As principais matérias-primas para energia são combustíveis fósseis (carvão, gás, óleo e orimulsão), combustíveis nucleares e renováveis (energia da água, solar, eólica e de biomassa).

Todas as principais fontes de energia envolvem custos relativos ao meio ambiente de um tipo ou de outro. Além da questão do esgotamento dos recursos, a queima de combustíveis fósseis causa emissão de poluentes. A usina hidroelétrica evita problemas ambientais já que realiza uma transformação limpa do recurso energético natural, mas ela pode impor custos em termos de danos ecológicos além de estragar a paisagem natural do rio.

Em adição aos custos dos combustíveis, a geração de eletricidade é intensiva em capital e os investimentos são irre recuperáveis. A intensidade do capital varia entre as fontes de energia. A energia nuclear envolve os maiores custos fixos de capital e o mais longo

tempo de retorno do investimento. Os custos de operação são proporcionalmente baixos significando que é eficiente fazer funcionar estações nucleares continuamente - elas são usinas de carga básica. O gás, por outro lado, costuma ser a fonte de combustível mais cara, mas com a menor proporção de custos fixos-variáveis. Ele é usado em primeiro lugar para suprir picos de demanda.

Um sistema eficiente irá tipicamente conter um mix de tipo de usinas. A variabilidade da demanda, os custos relativos da energia (incluindo custos ambientais) e o custo de capital são os principais determinantes do mix ótimo. Em vista de mudanças das circunstâncias, dos custos irrecuperáveis e do longo tempo de retorno do investimento associado com a construção da estação energética, o mix atual irá geralmente diferir do que era ótimo antes. Um bom sistema de incentivos ao investimento irá encorajar o movimento para o mix ótimo.

No curto prazo, a oferta de eletricidade é limitada pela capacidade máxima das estações de energia. Para uma oferta segura é preciso que a capacidade total exceda a demanda esperada com uma margem para permitir incertezas.

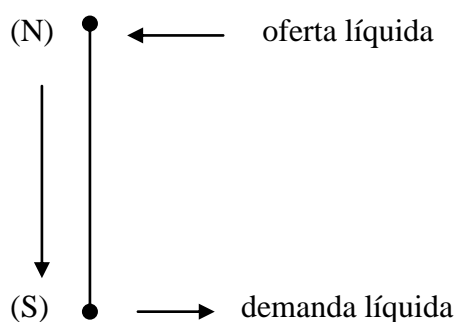
Eletricidade é caro para transportar, e, portanto o padrão e tamanho da usina que é mais eficiente dependem de considerações da demanda como também da oferta. Isso leva para o assunto da transmissão e sua relação próxima com a geração. Transmissão é intensivo em capital, e os custos são irrecuperáveis. É uma atividade com características de monopólio natural no sentido que duplicar os cabos entre duas localidades será geralmente ineficiente, e a otimização generalizada da rede é necessária.

Eletricidade não é transmitida no sentido que a eletricidade é vendida por um gerador para um comprador movendo da localização do gerador para a do comprador. O gerador oferta alguma energia no sistema local em um nóculo do sistema, e o comprador retira alguma energia em outro local. Não há um comércio físico direto. Então a qualquer hora existem fornecedores no sistema de geradores em numerosos nósculos e retiradores destes por consumidores em um vasto número de outros nósculos. Fluxos de energia não podem ser dirigidos ao longo de trajetos específicos no sistema de transmissão. Eles são alocados pela natureza de acordo com as leis da física.

É essencial que o equilíbrio entre a oferta e a demanda seja mantida continuamente ao longo do sistema. Caso contrário, perdas de energia não-localizadas, como blecautes, acontecem. Esta necessidade primordial por equilíbrio elétrico exige extrema coordenação minuto por minuto entre geração e transmissão.

Em adição aos custos de construir e manter a capacidade de transmissão, o maior elemento do custo da transmissão é a perda de energia. A taxa da perda é uma função crescente do fluxo líquido de energia ao longo das linhas de transmissão. Visto que fluxos líquidos são o que importa para perdas, a oferta de energia em alguns nós na rede irá reduzir, em vez de aumentar, as perdas. No simples exemplo de dois nós na figura 1, na qual o fluxo líquido é do norte para o sul, uma oferta incremental no N irá adicionar, talvez consideravelmente, perdas, ao passo que uma oferta incremental no S irá reduzi-las. Demandas adicionais afetarão perdas similarmente, mas com o sinal oposto do curso. A eficiência total, portanto, requer que diferenças em preços locais levem em conta as perdas incrementais. No exemplo dado, produtores e consumidores no N deverão enfrentar adequadamente preços mais baixos que estes no S, em termos de eficiência.

No curto prazo, o limite da capacidade de transmissão pode restringir o fluxo de energia e consequentemente a capacidade total do sistema. Suponha que no exemplo geradores do norte são muito mais eficientes do que os do sul, apesar das perdas. Se a capacidade de transmissão norte-sul é limitada, de qualquer modo, parte da demanda do sul deve ter que ser satisfeita por geradores ineficientes do sul. O degrau de competição que eles enfrentam do norte pode ser limitado correspondentemente.



**Figura 1: Linha de Transmissão**

Em geral, assim, o preço ótimo em qualquer nóculo depende não somente do custo marginal em gerar eletricidade, mas também do efeito das perdas no sistema total pela oferta/demanda incremental daquele nóculo.

Companhias de distribuição regionais pegam energia dos nósculos na rede de transmissão nacional a níveis de alta voltagem e através de transformadores reduzem a voltagem para níveis apropriados para o uso industrial e doméstico. A distribuição, como a transmissão é caracterizada por ser capital-intensiva, por custos irre recuperáveis e por condições de custo de monopólio natural em qualquer área dada: duplicação de redes é ineficiente. A distinção entre transmissão e distribuição é que a primeira é de alta tensão e tem alcance nacional, enquanto a última é regional e local.

Dadas condições próprias de um terceiro ter acesso para transmissão e distribuição, o fornecimento varejista é potencialmente competitivo, sem características de monopólio natural.

Para resumir, as características econômicas da oferta de eletricidade incluem não estocagem e variação da demanda; custos ambientais e sociais associados com as principais matérias-primas de energia; capital-intensivo e custos irre recuperáveis em toda indústria; monopólio natural nas atividades de transporte de transmissão e distribuição, mas não na geração ou no fornecimento varejista; e a necessidade de uma coordenação muito próxima, especialmente entre geração e transmissão.

## **1.2. Características do Fornecimento de Energia Elétrica no Brasil**

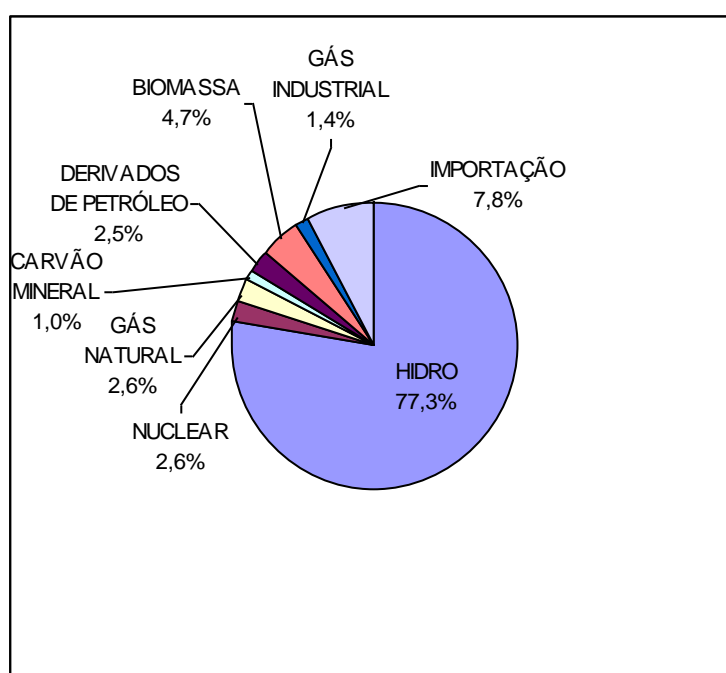
De acordo com a Resenha Energética Brasileira de 2009 (preliminar), a oferta de energia elétrica do país em 2009 atingiu montante de 505,8 TWh, incluídos 57 TWh de geração de autoprodutores e 40 TWh de importação líquida conforme a tabela abaixo.

ESPECIFICAÇÃO	GWh		09/08 %	Estrutura (%)	
	2008	2009		2008	2009
HIDRO	369.556	390.988	5,8	73,1	77,3
NUCLEAR	13.969	12.957	-7,2	2,8	2,6
GÁS NATURAL	28.778	13.332	-53,7	5,7	2,6
CARVÃO MINERAL	6.206	5.214	-16,0	1,2	1,0
DERIVADOS DE PETRÓLEO	15.628	12.724	-18,6	3,1	2,5
BIOMASSA	20.681	23.877	15,5	4,1	4,7
GÁS INDUSTRIAL	8.301	7.066	-14,9	1,6	1,4
IMPORTAÇÃO	42.211	39.666	-6,0	8,4	7,8
<b>TOTAL</b>	<b>505.331</b>	<b>505.824</b>	<b>0,1</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

**Tabela 1: Matriz de Oferta de Energia Elétrica (GWh e %)**

Fonte: Resenha Energética Brasileira de 2009 (preliminar)

É evidente a supremacia da energia hidráulica na matriz de oferta de energia elétrica, representando 85% do total (incluindo a importação).



**Gráfico 1: Oferta Interna de Energia Elétrica**

Fonte: Resenha Energética Brasileira de 2009 (preliminar)

A oferta interna de energia elétrica é composta pelas perdas na distribuição que correspondem a 14% do total e pelo consumo final, com 86%. O consumo final se constitui de 46,5% de uso industrial, 22% de uso residencial, 22,6% de uso comercial e público e 8,9% de uso em outros setores.

A capacidade instalada de geração em 31/12/09 atingiu 106,6 GW e a rede de transmissão atingiu 97.347 km de LT em alta tensão<sup>2</sup>. Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) da Aneel em 15 de abril de 2010 a capacidade instalada é de 107,8 GW. Sendo que dos 2.218 empreendimentos em operação, 167 são Usinas Hidroelétricas (UHE) responsáveis por 70,25% da capacidade instalada, 363 Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) que respondem por 2,85% da capacidade, 1.330 Usinas Termoeletricas (UTE) responsáveis por 24,18% da capacidade e o restante é gerado por 2 Usinas Termonucleares (UTN), 1 Central Geradora Solar (SOL), 39 Centrais Geradoras Eolielétrica (EOL) e 316 Centrais Geradoras Hidroelétricas (CGH)<sup>3</sup>.

Também de acordo com informações disponibilizadas no BIG em 15 de abril de 2010, os dez agentes de maior capacidade instalada no país estão listados na tabela abaixo (usinas em operação):

Nº	Agentes do Setor	Potência Instalada (MW)
1º	CHESF	10.615
2º	FURNAS	9.469
3º	ELETRONORTE	9.257
4º	CESP	7.455
5º	ITAIPU	7.000
6º	TRACTEBEL	6.965
7º	CEMIG	6.783
8º	PETROBRÁS	5.291
9º	COPEL	4.545
10º	AES TIETÊ	2.645
	<b>Total</b>	<b>70.025</b>

**Tabela 2: Os 10 Agentes de Maior Capacidade Instalada no País**

Fonte: BIG - Aneel

As três primeiras geradoras de maior capacidade pertencem ao Grupo Eletrobrás que também detém a parte brasileira de Itaipu. Cesp, Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais) e Copel são empresas estatais estaduais. Somente Tractebel e AES Tiete<sup>4</sup> são empresas privadas.

<sup>2</sup> Fonte: Resenha Energética Brasileira de 2009 (preliminar).

<sup>3</sup> UHE – maior que 30MW de potência, PCH – maior que 1MW e menor ou igual a 30 MW, CGH menor ou igual a 1MW.

<sup>4</sup> Resultado do processo de privatização da Cesp. Mas a privatização não ocorreu.



O setor elétrico nacional apresenta perfil bastante peculiar e distinto, pois é predominado pela geração hidroelétrica, constituída de usinas e reservatórios de grande porte. As usinas estão localizadas em diferentes bacias hidrográficas, entretanto, há uma forte interdependência entre elas. Em uma mesma bacia há usinas hidroelétricas de diferentes empresas. Como o fluxo de água é variável e depende do nível pluviométrico anual, usinas térmicas operam de forma complementar.

As características do parque gerador fazem com que a geração elétrica brasileira requeira a coordenação da operação (despacho de energia) das usinas hidroelétricas para otimização do parque instalado. Em sua grande maioria, os reservatórios de água das usinas são utilizados de forma planejada para que se possa tirar proveito da densidade pluviométrica nas diferentes bacias existentes. Assim, a possibilidade de interligação de bacias localizadas em diferentes regiões geográficas assegura ao sistema brasileiro um importante ganho energético, pois, desta forma, é possível tirar proveito das diferentes sazonalidades e dos níveis pluviométricos.

A coordenação do despacho é reforçada pelo fato de determinados aproveitamentos hidroelétricos serem efetuados “em cascata” e, muitas vezes por diferentes proprietários, tornando-os interdependentes e adicionando complexidade à previsão das tradicionais variáveis referentes ao comportamento da demanda e à capacidade instalada de geração.

Com esta necessidade de coordenação na geração brasileira de energia, como desenvolver a competição? Não se poderia fazer como na Inglaterra e implantar um sistema de competição onde cada companhia geradora maximizasse o seu lucro. Tem que haver a cooperação para maximizar a produção do sistema como um todo.

Na Inglaterra o sistema é puramente termoelétrico e para garantir o equilíbrio entre oferta e demanda é só garantir que a potência instalada do parque gerador seja maior do que o pico da demanda.

A máxima demanda energética que um sistema hidrotérmico pode atender, com relativa segurança, é a capacidade de geração do conjunto das usinas numa condição hidrológica bastante adversa, causada por estiagem. Se uma usina hidroelétrica for continuamente acionada na capacidade máxima, o reservatório se esvazia e ela não consegue continuar

produzindo. Por esta razão, o que realmente importa é qual a potência que em média poderia ser produzida de forma sustentável, chamada de energia assegurada. Mesmo quando o consumo agregado iguala a energia assegurada do sistema, tem-se a impressão de subutilização do parque gerador, porque, como a condição hidrológica é em geral favorável, os reservatórios estão freqüentemente cheios, até vertendo água.

A energia assegurada de cada usina é a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema. Conceitualmente, a energia assegurada da usina se aproxima da diferença de energia assegurada do sistema quando a usina faz parte do parque gerador e quando não faz parte.

## **2. ANTECEDENTES HISTÓRICOS**

### **2.1. Introdução**

Uma revisão sumária é necessária para que se possa compreender as reestruturações realizadas no setor elétrico brasileiro.

Até a década de 30 a presença do Estado no setor elétrico foi bastante limitada, se resumindo a algumas medidas isoladas de regulamentação. Em 1934 foi promulgado o Código de Águas, que atribuiu à União o poder de autorizar ou conceder o aproveitamento da energia hidroelétrica e estabeleceu distinção entre a propriedade do solo e a propriedade das quedas d'água e outras fontes de energia hidroelétrica para efeito de aproveitamento industrial. Todos os recursos hídricos foram incorporados ao patrimônio da União.

A década de 40 se caracterizou pelo choque entre as correntes favoráveis à nacionalização do setor elétrico e aquelas que defendiam o capital estrangeiro.

### **2.2. Modelo Centralizado**

Após a Segunda Guerra Mundial, a demanda começou a ultrapassar a oferta de energia elétrica, em decorrência do crescimento da população urbana e do conseqüente avanço da indústria, do comércio e dos serviços, iniciando um período de racionamento de energia nas principais capitais brasileiras.

Neste período, os governos federal e estaduais se aliaram na reorganização do sistema elétrico em bases estatais. Foram criadas a CEEE em 1943, Chesf em 1946 e a Cemig no ano de 1952, marcando o início de um novo estágio no desenvolvimento do setor elétrico brasileiro.

Ao longo da década de 50, praticamente todos os estados da federação constituíram empresas estatais de energia elétrica, a partir da absorção das empresas estrangeiras.

Com a constituição das Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás, em 1963 foi delineada a estrutura do setor elétrico brasileiro, que vigorou até meados da década de 90, quando se deu início à primeira reestruturação do setor.

O sistema centralizado implementado diretamente após a criação da Eletrobrás, não era apenas considerado como o modelo mais eficiente em termos técnicos e econômicos, mas também se ajustava ao modelo de crescimento impulsionado pelo Estado que prevaleceu no Brasil após a Segunda Guerra Mundial, quando o país fez a transição de uma economia agrícola de exportação para uma nova economia industrializada. De acordo com o modelo de substituição de importação, o setor público foi responsável pelos investimentos de infra-estrutura de capital intensivo, mas de baixo retorno, como eram tipicamente os monopólios naturais. E o Brasil também desenvolveu um sistema de subsídio de tarifas, que visava baratear a energia elétrica para as indústrias, repassando o custo residual aos domicílios dos consumidores e a outras empresas fora do setor industrial.

A Eletrobrás foi criada como uma *holding* federal com controle acionário da maioria dos ativos de transmissão e geração através de suas quatro subsidiárias (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas). Também controlando os ativos de energia nuclear e detendo 50% do controle da Itaipu Binacional (em conjunto com o Paraguai).

Além da autorização para expandir o fornecimento de energia elétrica e fazer os investimentos necessários em transmissão, a Eletrobrás se tornou o patrocinador e organizador de duas entidades setoriais. Em 1973, o Grupo de Coordenação para Operação Interligada (GCOI) foi criado para controlar o sistema centralizado de despacho através da otimização do fluxo de água. Em 1982, o Grupo de Coordenação do Planejamento do Sistema de Energia Elétrica (GCPS) foi criado para projetar a demanda de energia elétrica através de previsões macroeconômicas e, com base nos resultados, definir os investimentos necessários para a expansão das atividades de geração, transmissão e distribuição. Também estabeleceu o cronograma dos projetos de investimento, priorizando os mais eficientes.

A Eletrobrás também foi responsável pela administração de significativos recursos financeiros destinados aos investimentos no setor elétrico, na sua maioria para as regiões Norte e Nordeste.

Teoricamente, o governo federal seria responsável pela geração e transmissão e o governo do estado pela distribuição. Mas por mais que o modelo centralizado parecesse funcionar bem, não era totalmente abrangente. Os governos dos estados mais ricos nas regiões Sul e Sudeste resistiram ao modelo centralizado e implementaram programas agressivos de investimento para a criação de seus próprios ativos de geração e transmissão, para melhor acomodação de sua maior base industrial e economias com crescimento mais acelerado. Como mostra a Tabela 3, Cesp, Cemig, Copel e CEEE detinham uma fatia considerável dos ativos de geração de energia elétrica em 1995, além do controle das atividades de distribuição. A Light e a Eletropaulo também tinham ativos de geração significativos, mas eram principalmente empresas de distribuição.

Empresas	Usinas hidroelétricas	Usinas Termoelétricas	Total
Eletronorte	4.718	783	5.501
Chesf	8.617	290	8.907
Furnas	7.212	1.297	8.509
Eletrosul	2.602	620	3.222
<b>Eletrobrás</b>	<b>23.149</b>	<b>2.990</b>	<b>26.139</b>
Itaipu	6.300	-	6.300
Cesp	9.461	-	9.461
Cemig	4.928	125	5.053
Copel	3.324	20	3.344
CEEE	896	511	1.407
Light	768	-	768
Celg	675	3	678
Eletropaulo	820	470	1.290
<b>Total</b>	<b>27.172</b>	<b>1.129</b>	<b>28.301</b>
Outras	514	558	1.072
<b>Total Geral</b>	<b>50.835</b>	<b>4.677</b>	<b>55.512</b>

**Tabela 3: Capacidade Instalada das Usinas Elétricas – 1995 (MW)**

Fonte: Ferreira (1999)

Dois principais sistemas de transmissão interligados foram criados: o primeiro para as regiões Norte/Nordeste e o segundo para as regiões Sul/Sudeste.

Em relação à geração, as usinas termoelétricas são minoria devido às tendências históricas em favor do desenvolvimento de energia hidroelétrica. As usinas

termoelétricas operam no sistema interligado em condição de *stand-by* por causa de seus altos custos. Geralmente, são ligadas durante as estações secas e operam com carga máxima, para otimizar seu funcionamento e a geração de energia hidroelétrica. Os maiores custos das usinas termoelétricas em relação às hidroelétricas eram compartilhados por todas as empresas no sistema interligado através de uma conta de consumo de combustível (CCC). Esta conta, portanto, subsidiava os custos adicionais das usinas termoelétricas.

O sistema centralizado também incluía uma agência regulatória, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee), criado em 1965. Essa agência, subordinada ao Ministério das Minas e Energia (MME), era responsável pela distribuição de concessões para as atividades de geração, transmissão e distribuição. No entanto, com base no velho modelo, não havia necessidade de solicitação de licitações na distribuição de concessões.

Nessa configuração tradicional, as políticas setoriais estavam diretamente subordinadas ao Poder Executivo, o que implicava na perseguição de objetivos muitas vezes contraditórios, tais como microeconômicos (eficiência produtiva), macroeconômicos (controle inflacionário e do déficit público) e sociais (universalização dos serviços).

Deve-se acrescentar que não foi exercida qualquer forma efetiva de regulação sobre as empresas pelo Dnaee. A razão disso é o natural desinteresse do Estado em se autofiscalizar, tendo em vista que as empresas estavam sob seu controle acionário e não havia mecanismos sociais de controle sobre essas empresas. Como exemplo, pode-se citar os graves problemas ambientais surgidos ao longo das obras nos anos 80 e destacar-se, também, a falta de mecanismos pelos quais os consumidores pudessem reclamar seus direitos, considerando, inclusive, que o Código de Defesa do Consumidor foi promulgado somente em 1990.

O Dnaee não era independente e não tinha nem mesmo um papel preponderante na fixação de tarifas para o setor. Como a maioria de seus funcionários vinha das próprias empresas de serviços públicos, ocorreu o típico problema do regulamentador ser capturado pelo regulamentado. O envolvimento do Dnaee na administração das tarifas

foi reduzido ainda mais após 1975, quando o Ministério da Fazenda começou a tratar dos reajustes de tarifas, como parte do esforço para controlar o crescimento da inflação.

Em 1974, as tarifas de energia elétrica foram unificadas em todo o país. Dada uma inflação de 30/40 pontos percentuais por ano em meados dos anos 70, os reajustes de tarifa eram cruciais para a preservação dos retornos reais de todas as empresas do setor elétrico. Assim, adotou-se um princípio para garantir às empresas um retorno mínimo de 10% sobre seus ativos. Como as tarifas eram iguais, enquanto a estrutura de custos e ativos era diferente, era necessário compensar as empresas com retornos menores, obtendo receita adicional daquelas com retornos maiores. O mecanismo adotado foi a Conta de Resultados a Compensar (CRC), na qual as empresas acumulavam resultados positivos ou negativos para posterior acerto. A CRC foi projetada como um mecanismo de soma zero para o setor como um todo.

Através da centralização do planejamento da operação e, de certo modo, até mesmo dos recursos financeiros para investimento, o setor elétrico do Brasil cresceu rapidamente no final dos anos 60 e 70, espelhando o crescimento da economia brasileira como um todo, enquanto continuava a subsidiar os consumidores industriais. Esse crescimento foi auxiliado pela supressão de questões não econômicas, principalmente a ausência de legislação referente a questões ambientais durante este período, devido às prioridades do governo militar.

No início dos anos 80, o modelo centralizado começou a mostrar sinais de fraqueza econômica e financeira. Fundamentalmente, a centralização do planejamento e a facilidade de obtenção de financiamento não submeteram as decisões de investimentos ao mesmo tipo de exame usado na avaliação de investimentos privados, isto é, análise de fluxos de caixa descontado.

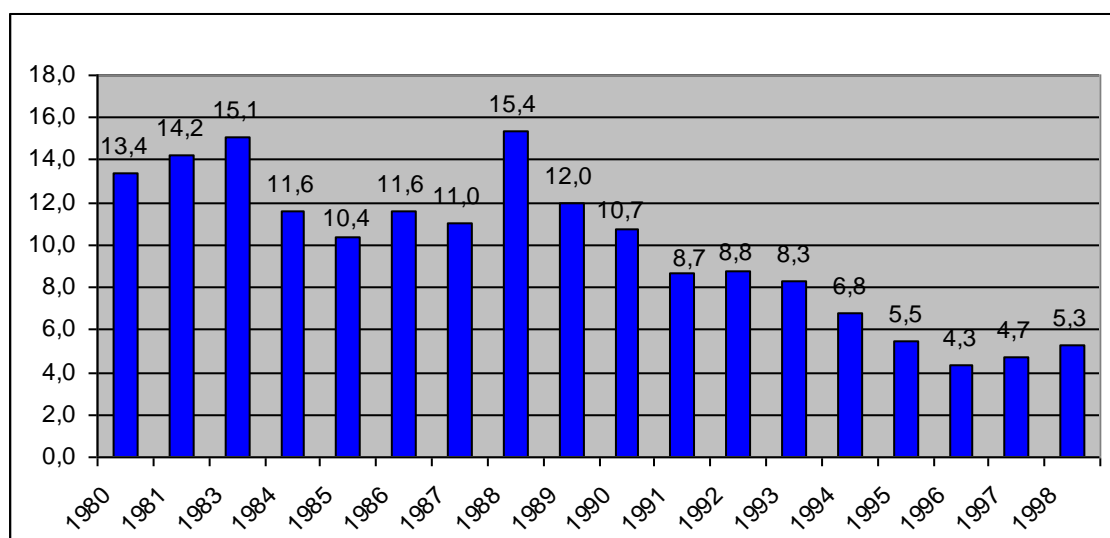
Em 1982, o colapso do financiamento internacional que se seguiu à inadimplência da dívida externa do México produziu no Brasil um choque intenso que resultou em uma severa crise fiscal, estagnação econômica e inflação muito alta. Para aliviar o efeito da crise econômica sobre os consumidores, as tarifas do setor público eram freqüentemente utilizadas como uma ferramenta antiinflacionária pelos legisladores que mantinham os índices de reajuste abaixo dos índices de inflação. As empresas de serviços públicos

reagiram, em princípio, reduzindo seus programas de investimento à medida que caía a demanda e explodiam os custos dos empréstimos. No entanto, essa reação mostrou-se insuficiente, dada a necessidade de investimentos para a manutenção e a expansão mínima necessária. Na verdade algumas receitas não conseguiam nem cobrir os custos operacionais. Portanto, a maior parte das empresas não teve outra escolha senão expandir as atividades de empréstimo e aumentar sua alavancagem. Em 1973 cerca de 78% das fontes de recursos destinavam-se a investimentos e 15% para o serviço da dívida, em 1989 constata-se uma total alteração do quadro: apenas 26% dos recursos eram investidos, sendo 74% consumidos no pagamento de compromisso com terceiros.

Ao mesmo tempo, ao não atingirem o mínimo de 10% de retorno sobre ativos, as empresas do setor elétrico, como um grupo, começaram a acumular cada vez mais uma posição de credor líquido nas contas CRC, isto é, o sistema não era mais de soma zero. Como o governo não permita um reajuste adequado das tarifas, as empresas tentaram obter do governo uma compensação via mecanismo CRC que, em vista de seus próprios problemas, o governo se recusou a fornecer.

Do ponto de vista do financiamento, a crise do setor público privou o modelo centralizado do financiamento na garantia soberana, independente de sua própria eficiência microeconômica. Como resultado, os custos de financiamento dispararam ao mesmo tempo em que os empréstimos tornaram-se uma fonte de capital mais importante. O gráfico 2 mostra o impacto deste fenômeno sobre os níveis de investimento do setor elétrico. De um total de 13,4 bilhões de dólares em 1980, os investimentos caíram para 8,7 bilhões. Nos anos 90, os investimentos continuaram em queda, atingindo níveis abaixo de 5 bilhões de dólares.





**Gráfico 2: Investimentos Históricos do Setor Elétrico**

Fonte: Eletrobrás (1998)

Uma fonte de exacerbação da crise financeira foi a importância crescente dada às questões ambientais dos anos 80. Após o retorno à democracia em 1985, foram promulgadas leis que obrigam o empreendedor de qualquer investimento de porte, como um projeto de construção de usina, a realizar um Estudo/Relatório de Impacto Ambiental, o assim chamado EIA/RIMA. Na maior parte dos casos, esse novo procedimento resultou em pagamentos significativos de ressarcimento a municípios e comunidades cujas propriedades foram inundadas pelos reservatórios de novas usinas hidroelétricas. Esses pagamentos, que naturalmente elevaram os custos destes projetos, tornaram-se mais frequentes e onerosos à medida que os governos locais recuperaram poder durante a restauração da democracia.

Mesmo assim, a eficiência administrativa parece explicar porque a crise financeira afetou algumas empresas mais do que outras. Ao final de 1995, a dívida total do setor elétrico atingiu US\$ 25 bilhões ou 14,43% do total de ativos. Em algumas empresas, o total da dívida excedia 25% do total de ativos. Em especial, apenas uma empresa, a Cesp, respondia por mais de 25% do total da dívida e tinha um índice dívida/ativo de 26,4%. Enquanto empresas similares como a Cemig e a Copel apresentavam um índice dívida/ativo muito mais baixo, 6,56% e 10,47% respectivamente<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> Ferreira (1999).

A crise foi pior nas empresas estaduais. No momento em que os bancos comerciais estaduais tiveram dificuldades no início dos anos 80, alguns estados começaram a utilizar suas empresas de energia elétrica para o financiamento indireto de seus déficits públicos. Isso podia ser feito responsabilizando essas empresas por atividades não relacionadas com o seu ramo de negócios. Como por exemplo, os investimentos feitos pela Cesp na hidrovía Tietê-Paraná. Em alguns casos, as empresas de energia elétrica foram utilizadas como uma frente de contratação de funcionários com altos salários, que não trabalhavam na empresa ou que eram emprestados a outras entidades governamentais sem compensação. Uma prática comum também era a do não pagamento de contas de energia elétrica por algumas entidades devido a alianças políticas entre governos locais e o governo do estado.

Pires (2000) sintetiza em três pontos os fatores que ocasionaram a exaustão do modelo centralizado:

1. Crise financeira da União e dos Estados, inviabilizando a expansão da oferta da eletricidade e a manutenção da confiabilidade das linhas de transmissão. O consumo de energia, embora em desaceleração, mantém um crescimento elevado e superior ao crescimento da produção, mostrando-se pouco sensível às flutuações na atividade econômica, especialmente nas classes residencial e comercial;
2. Má-gestão das empresas de energia, provocada, em grande parte, pela ausência de incentivos à eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa;
3. Inadequação do regime regulatório – inexistência, na prática, de órgão regulador, conflito de interesses sem arbitragem, regime tarifário baseado no custo de serviço e de remuneração garantida. Este aspecto foi ainda mais agravado pelo fato de uma série de custos incorridos pelas empresas não ser validada pelo governo em razão da utilização das tarifas para controle inflacionário.

No entanto, o sistema centralizado alcançou seus objetivos estratégicos. Por volta de 1995, o Brasil havia construído 55.512 MW de capacidade de geração de energia elétrica, 153.406 Km de linhas de transmissão e 1,6 milhão de km de linhas de

distribuição.<sup>6</sup> Mesmo que ao final o sistema centralizado tenha sido esmagado pelo seu peso financeiro, ele deve ser visto como um sucesso histórico.

### **2.3. Modelo de Livre Mercado**

O primeiro movimento em direção à reforma foi feito em 1993, com a aprovação da Lei 8.631, que criou a obrigatoriedade da celebração de contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras de energia, extinguiu a remuneração garantida de 10% mínimos de retorno sobre os ativos, eliminou as tarifas unificadas no território nacional e possibilitou a recuperação tarifária. O objetivo desta lei era de introduzir uma política tarifária eficiente e estimular a eficiência econômica das concessionárias.

As tarifas de distribuição foram fixadas ao nível dos custos e então incluída uma remuneração para o capital. A regulação pelo custo do serviço teve o propósito de introduzir critérios de eficiência no desempenho das empresas.

Foram definidos dois conjuntos de tarifas de energia elétrica, a tarifa de suprimento e a tarifa de fornecimento. A tarifa de suprimento é o índice de atacado cobrado por uma geradora de energia elétrica na venda para as empresas de distribuição incluindo o custo de utilização da linha de transmissão. Porém, no novo modelo, a cobrança de geração e transmissão foi separada. A tarifa de fornecimento é o índice cobrado pelas empresas de distribuição do consumidor final. Esse índice é diferente para cada setor, como industrial, comercial e residencial e para a quantidade de energia consumida.

A Lei 8.631/93 não foi inicialmente eficiente em ajudar as tarifas do setor elétrico a recuperar seu valor real. Imediatamente após a promulgação da lei, o presidente Itamar Franco decidiu que o reajuste das tarifas públicas deveria ficar abaixo do índice de inflação para beneficiar a população. Mas, no final de 1993, os valores reais das tarifas de energia elétrica começaram sua recuperação. O estímulo inicial para esta recuperação surgiu das empresas de serviços públicos que exerceram um *lobby* contra a política de manter as tarifas abaixo da inflação, conseguindo algumas modificações ao longo do

---

<sup>6</sup> Ferreira (1999).

tempo. Mais importante, no entanto, foi a adoção do Plano Real em julho de 1994 e a subsequente queda da inflação.

Também no ano de 1993, o Decreto 1.009 criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL - com o objetivo de assegurar o livre acesso às linhas do sistema nacional de transmissão, facultando às concessionárias que também dispõem de linhas de transmissão próprias a adesão ao SINTREL. Essa medida reflete os princípios básicos do livre acesso às redes, de separação das supridoras das distribuidoras, favorecendo uma competição na geração de energia elétrica.

Em setembro de 1993, através do Decreto 915, foi dada a permissão para a entrada de investidores autoprodutores de energia. Através desse decreto, as empresas podem se consorciar para a geração de energia para consumo próprio, e caso haja excedente, podem vendê-lo às concessionárias.

Em 1995, ano da posse de Fernando Henrique Cardoso, foram introduzidas mudanças mais radicais com a Lei 8.987, a chamada Lei Geral de Concessões, que estabeleceu o sistema de licitação para concessão de serviços públicos (competição pelo mercado), que permitiu o Poder Público a outorgar a concessão de um serviço público mediante licitação. Os direitos e obrigações das concessionárias foram estabelecidos, e a necessidade de um sistema tarifário e regulador, que garantisse o equilíbrio econômico e financeiro da concessão, foi reconhecida.

No mesmo ano a Lei 9.074/95 estabeleceu vários princípios relativos à renovação das concessões no setor elétrico. As concessões antigas poderiam ser renovadas ou as novas concessões concedidas após o desmembramento das atividades de geração, transmissão e distribuição. As tarifas para novas concessões ou para a sua renovação deveriam ter como base na estrutura de custos de cada segmento do mercado de energia elétrica. A tarifa de suprimento original deveria ser dividida em custos separados e visíveis de geração e de transmissão de energia elétrica.

A Lei 9.074/95 também introduziu a figura do produtor independente de energia elétrica (IPP) e deu aos consumidores livres, de carga maior ou igual a 10 MW, a liberdade de escolha do seu supridor. Antes, as geradoras de energia elétrica privadas podiam apenas

produzir energia para o seu próprio consumo ou para venda às concessionárias de distribuição. A Lei 9.074/95 estabelece que um IPP pode vender sua energia para os consumidores livres. A atividade de geração foi, portanto, considerada como um mercado contestável, havendo possibilidade de competição neste segmento. Ao contrário, a atividade de transmissão de energia continuou sendo um monopólio natural.

Em outubro de 1997, a Medida provisória nº 1.531 introduziu modificações nas leis 8.987/95 e 9.074/95. A partir deste dispositivo, qualquer agente do setor, produtor independente ou concessionária, pode importar ou exportar energia. As concessionárias, que antes podiam importar energia somente para consumo próprio, agora podem fazê-lo para negociar com os consumidores livres. Outra novidade advinda desta medida é a possibilidade do autoprodutor vender seu excedente de energia também aos consumidores livres.

A ênfase na hidroeletricidade com despacho centralizado, a estrutura de propriedade (governos estaduais proprietários das quatro maiores empresas com integração vertical, Cesp, Cemig, Copel e CEEE) e a necessidade de novos financiamentos para atender a demanda crescente, impediram que o país simplesmente copiasse os modelos do setor de serviços públicos bem sucedidos em outros países.

No início de 1996, a Eletrobrás contratou a consultoria britânica Coopers & Lybrand, através de licitação, para projetar um novo modelo para o setor elétrico no Brasil. Isso não impediu que o governo federal e alguns governos estaduais começassem a privatizar as empresas de distribuição por conta própria. No entanto, um modelo era crucial para a privatização de ativos de geração de energia elétrica, bem como a criação de um ambiente adequado para a estimulação de novos projetos privados de geração.

A Coopers & Lybrand apresentou seu relatório em meados de 1997 e as principais recomendações foram a criação de um mercado atacadista de energia elétrica (MAE), o estabelecimento de contratos iniciais para criar uma fase de transição para o mercado de energia elétrica competitivo, o desmembramento dos ativos de transmissão, a criação de um Operador Independente do Sistema para administrar o sistema interligado, a criação de um órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e a organização das atividades financeiras e de planejamento neste novo cenário. A lei 9.648/98

incorporou as recomendações feitas pelo relatório, definindo, entre outras coisas, as regras de entrada, tarifas e estrutura de mercado.

Essa lei criou o MAE, que estabelecia o preço de referência para a energia comprada por meio de contratos bilaterais (longo prazo), ao mesmo tempo em que administrava o mercado à vista. Os principais objetivos do MAE eram: estabelecer um preço que refletisse, a qualquer instante, o custo marginal da energia no sistema; estabelecer um preço que pudesse ser usado como referência para a energia vendida através dos contratos bilaterais de longo prazo; prover um mercado onde geradores e distribuidores pudessem comercializar sua energia não contratada; e criar um ambiente multilateral, onde distribuidores pudessem comprar energia de qualquer produtor e os geradores pudessem vender a qualquer comprador. O preço à vista, que refletia o custo marginal do sistema, refletia apenas os custos de geração, com o pagamento em separado dos custos de transmissão pela empresa de distribuição.

No modelo centralizado a ampliação da capacidade de geração do sistema era responsabilidade das geradoras. Com a implementação do modelo de livre mercado, a expansão da geração passou a depender da celebração dos contratos bilaterais de compra e venda de energia entre empresas distribuidoras e empresas geradoras. A expansão da oferta dependia agora da iniciativa das empresas distribuidoras em contratar energia de longo prazo através de PPAs (*Power Purchase Agreement*) para atender ao crescimento da demanda de seus consumidores.

A Lei 9.648/98 também regulamentou os Contratos Iniciais. Estes são contratos mandatários que eram assinados entre os geradores de energia e as empresas de distribuição como parte da introdução do novo modelo.

O conceito é fazer com que as empresas eficientes assinem contratos com preços mais baixos do que outras menos eficientes que cobram preços mais altos. Todos os compradores de energia seriam então obrigados a aceitar o mesmo *mix* de contratos de preço alto e preço baixo. Tal procedimento tornaria o novo custo médio da aquisição de energia similar ao custo anterior a tais contratos. Por esse mecanismo, os fornecedores de baixo custo não teriam que racionar a demanda através de aumento de preço e os fornecedores de preço alto não seriam imediatamente forçados a assumir o papel de

produtor sobressalente, com todas as conseqüências econômicas resultantes. Cada contrato faz referência a um volume especificado de energia assegurada, e a soma dos volumes negociados nos contratos deverá refletir o nível de energia firme do sistema.

Todos os contratos entre geradores e distribuidoras foram substituídos pelos Contratos Iniciais e esses novos acordos de compra de energia eram válidos para o período 1999/2006, reduzindo-se o montante contratado em 25% por ano a partir de 2003. Isso daria aos produtores de alto custo tempo para diminuir seus custos e concluir projetos inacabados. Assim, espera-se que houvesse uma crescente flexibilidade de contratação entre geradores e distribuidoras saindo de uma situação de relações bilaterais fixas para um verdadeiro mercado.

Os Contratos Iniciais cobriram praticamente toda a demanda a ser atendida pelas distribuidoras no período 1999-2001. Por isso, as distribuidoras não tiveram incentivos para promover a expansão da oferta que compensasse o desequilíbrio inicial na transição para o novo modelo com a fixação da energia assegurada. Porém, as energias asseguradas que respaldaram os Contratos Iniciais foram superdimensionadas, resultando na sinalização errada para contratação de nova capacidade de geração.

A maior parte da energia consumida continuou a ser negociada através de contratos bilaterais que visavam reduzir a volatilidade de preço experimentado por todos os participantes do mercado.

A produção das usinas termoeletricas (carvão, óleo e gás) foi classificada em dois blocos: a produção flexível e a produção inflexível. Denomina-se de unidade térmica flexível aquela que opera de forma complementar para firmar a geração hidroelétrica, ou seja, opera quando há insuficiência de geração de base hídrica, utiliza como combustível carvão ou óleo. A geração térmica inflexível se refere àquelas usinas que operam em regime de base e ininterruptamente, isto porque o gás é fornecido mediante contrato de *take or pay*<sup>7</sup> dificultando a interrupção de seu suprimento. As usinas termoeletricas flexíveis estarão sujeitas a uma forma especial de Contratos Iniciais, onde as geradoras hidroelétricas deverão contratar energia térmica diretamente de seus

---

<sup>7</sup> Take or Pay – Pegue ou pague. Mesmo se não utilizar o gás tem que pagar.

produtores para garantir e aumentar a disponibilidade de energia oferecida às companhias de distribuição e varejo. Essa operação elimina a CCC. A geração termoelétrica inflexível foi incluída em Contratos Iniciais com as empresas de distribuição e varejo. As usinas termoelétricas integrantes do sistema interligado tiveram desde 6 de fevereiro de 1998 seus custos mais altos compartilhados com todos os participantes do sistema interligado, através da conta CCC, até 2002. As usinas termoelétricas que ingressaram no sistema após 6 de fevereiro de 1998 não receberam tal compensação.

A geração de energia era realizada, então, pelas geradoras federais (Nuclen e Itaipu), geradoras federais segregadas (Furnas, Chesf, Eletronorte), Eletrosul (térmica e hidroelétrica), geradoras subsidiárias de empresas de distribuição e varejo estatais ou privadas (Cemig genco, Copel genco, CEEE genco, genco de outros estados), produtores independentes de energia e autoprodutores.

A coordenação do sistema de despacho foi atribuída ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade que absorveu as atividades sob a coordenação do GCOI no modelo centralizado.

O ONS realiza planejamento operacional, programação e despacho de carga, é representado pelos agentes envolvidos no setor e está sob a supervisão do Ministério das Minas e Energia - MME. Através de dados recebidos das empresas sobre aflúências hídricas, níveis dos reservatórios, disponibilidade de usinas e custos de combustíveis, o ONS planeja a operação do sistema assegurando a otimização hidro-térmica.

O ONS tem todos os fluxos de energia, negociados tanto no mercado bilateral como no mercado à vista, sob seu controle de maneira a otimizar a produção de ativos da geração de hidroelétricas e de termoelétricas. A receita do gerador é igual à receita equivalente da energia firme que ele colocar em disposição para o sistema, independentemente de sua carga total ser despachada ou não. O objetivo desta medida é o de compartilhar os riscos hidrológicos entre as usinas hidroelétricas. Se houver necessidade de um racionamento de energia devido a uma estação excepcionalmente seca, o ONS, unilateralmente, irá definir a distribuição de energia para todos os participantes do



mercado, substituindo os termos dos contratos bilaterais e obrigando todas as empresas a compartilhar o ônus proporcional a seus contratos.

O ONS é responsável pela rede de transmissão, mas não é proprietário desses ativos. Cada empresa de transmissão firmou um Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPTS) com o ONS, permitindo o controle operacional de suas redes em troca de um pagamento regular relacionado à disponibilidade de suas linhas.

As companhias de transmissão continuaram a ser responsáveis pela manutenção de seus ativos e podiam ser solicitadas pelo ONS a investir na expansão do sistema, o que implicava pagamentos adicionais do ONS a elas. Alternativamente, o ONS pode solicitar licitações para uma nova concessão de linha de transmissão. Com base neste acordo, as geradoras e as empresas de distribuição assinaram contratos tanto com o ONS como as companhias de transmissão. A tarifa de transmissão reflete o custo adicional da utilização da rede em diferentes locais, com base na metodologia do custo marginal de longo prazo, de maneira a garantir a viabilidade de novos investimentos.

A Lei 9648/98 assegurou o livre acesso às redes de transporte (transmissão e distribuição) estabelecendo a obrigatoriedade de permissão de passagem de blocos de energia transacionados no MAE, mediante a cobrança dos devidos encargos pela utilização das linhas de transporte de energia elétrica.

No final de 1996, a Lei 9.427 criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que substituiu o Dnaee. Estabelecida como órgão autônomo, a Aneel tem uma diretoria independente cujos cinco membros cumprem mandato de cinco anos. Por mais que a Aneel usufrua relativa independência, tem a gestão financeira submetida ao controle do Legislativo e todos os seus atos se submetem ao controle de legalidade pelo Judiciário. Além disso, é obrigada a realizar Audiências Públicas e dar transparência às suas atividades, inclusive na Internet, objetivando reduzir os riscos de captura por qualquer dos agentes envolvidos nas políticas regulatórias.

As principais tarefas da Aneel quando foi criada eram:

- garantir a qualidade do serviço aos consumidores;

- realizar a solicitação de licitações para novas concessões de geração, transmissão e distribuição;
- garantir que o MAE opere de forma competitiva;
- estabelecer critérios para custos de transmissão;
- fixar e implementar revisões de tarifas no varejo.

No que se refere a garantia da qualidade do serviço aos consumidores, a Aneel poderia dividir a responsabilidade com os reguladores estaduais, caso as duas partes assinassem um acordo formal. Um dos primeiros acordos dessa natureza foi fechado com o Estado de São Paulo. A Aneel também divide a responsabilidade com outros órgãos governamentais. Em relação às usinas termoeletricas a gás, opera em parceria com a Agência Nacional do Petróleo (ANP), já que este órgão é responsável pelas concessões para exploração e transporte de gás natural.

A Aneel adotou três mecanismos básicos para a prevenção de abuso do poder dominante e concentração de mercado: desagregação vertical, separação contábil e ação preventiva e de monitoramento dos atos de concentração de mercado.

A experiência internacional demonstra que a desverticalização é a forma mais eficaz de se garantir o livre acesso à rede de transmissão, tendo em vista as grandes assimetrias de informação existentes no caso de uma firma integrada, de difícil percepção para o regulador, que assim poderia zelar com maior eficácia para garantir livre acesso à rede de transmissão e monitorar as práticas dos agentes do MAE.

Mas a desagregação vertical só foi obrigatória para as empresas federais incluídas no Programa Nacional de Desestatização (PND) – Furnas, Eletronorte e Chesf. Anteriormente, a Eletrosul foi separada em ativos de geração e transmissão. A primeira parte formou a Gerasul que foi privatizada em 15/09/98 e a segunda parte permaneceu em poder estatal.

A separação contábil vem sendo adotada de forma generalizada pela Aneel a partir da celebração de contratos de concessão por segmentos de negócios das concessionárias.

Em relação ao controle preventivo dos atos de concentração de mercado, por meio da resolução 94/98, a Aneel estimulou uma série de limites à composição acionária, à propriedade cruzada e à política de compra de energia entre os agentes.

Como o percentual de consumidores cativos se manterá bastante elevado no Brasil no médio e longo prazo, a regulação tarifária exerce uma função crucial para garantir que os consumidores finais possam usufruir os benefícios esperados com as reformas. A Aneel adotou três medidas básicas:

1. reversão de ganhos no MAE para os consumidores, com o estabelecimento de limites para o repasse, nas tarifas de fornecimento cobradas do consumidor cativo, dos preços livremente negociados na aquisição de energia no mercado atacado;
2. regulação tarifária com base no regime price cap (preço teto) para as tarifas de fornecimento cobradas do consumidor final. O regulador estipula um preço limite inicial a vigorar até a próxima revisão tarifária e durante este intervalo o preço teto é reajustado anualmente pelo IGPM menos um fator X de produtividade mais um fator Y de custos não controlados pela concessionária;
3. Adoção de cláusulas de fiscalização da qualidade dos serviços nos contratos de concessão das distribuidoras.

A criação da Aneel objetivou preencher a carência de um órgão setorial com autonomia para a execução do processo regulatório e para a arbitragem dos conflitos dele decorrentes, fruto dos distintos interesses entre Poder Concedente (governo), empresas (prestadores dos serviços) e consumidores. No entanto, existem desafios a serem superados para que a missão regulatória da agência venha a ser desempenhada com eficácia, em especial aqueles oriundos da falta de tradição regulatória e da falta de pessoal especializado.

Outro empecilho reside nas dificuldades existentes para que haja uma efetiva autoridade das decisões da Aneel na solução de eventuais conflitos. Apesar de a Lei 8.987/95 (Lei Geral de Concessões) prever a adoção da arbitragem por parte da agência, a matéria não é pacífica, tendo em vista que a Lei de Arbitragem (Lei 9.307/96) se aplica aos contratos de natureza comercial, não abrangendo os de natureza administrativa. Os

entendimentos sobre a matéria são divergentes e possíveis arbitragens efetuadas pela Agência poderão ser levadas à apreciação do Poder Judiciário. Esta possibilidade, em razão da inerente morosidade das demandas judiciais, faz com que, na prática, muitas das decisões da Agência não surtam os efeitos imediatos esperados.

Adicionalmente, o fato de a Aneel ter sido criada após o início das reformas dificultou a afirmação do órgão no novo ambiente institucional, aumentando as incertezas regulatórias. Como exemplo, pode-se citar a superposição de funções entre a agência e o Ministério das Minas e Energia, durante a apuração das razões do blecaute de março/1999 e dos problemas de fornecimento no verão de 1998 no Rio de Janeiro.

Por mais importantes que tenham sido a criação da Aneel, o relatório da Coopers & Lybrand e a legislação promulgada para a sua implementação, a privatização das empresas de distribuição já havia começado antes do surgimento desses fatores. Em 1995 e início de 1996, o governo federal privatizou com sucesso suas duas empresas de distribuição, a Light e a Escelsa. O governo criou o Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (Pepe), pelo qual o BNDES antecipava recursos financeiros aos Estados por conta do que seria obtido nos leilões. Ao final de 1996, a primeira empresa de distribuição de um governo estadual foi privatizada (Cerj, no Rio de Janeiro). Desde então, várias empresas estatais foram privatizadas. Os estados puderam privatizar essas empresas de distribuição antes da completa reestruturação do setor elétrico porque seus contratos de concessão incluíam cláusulas para reajustes de tarifas, eliminando assim a maior incerteza do ponto de vista do investidor.

Até começo de 2000 cerca de 65%<sup>8</sup> do mercado nacional de distribuição já haviam sido transferidos para a iniciativa privada, com participação expressiva dos grupos norte-americanos e europeus, como pode ser visto na tabela 4.

No que se refere ao segmento de geração, os ativos federais foram incluídos no PND e paralelamente, o processo de privatização permaneceu sendo implementado por diversos estados, com destaque para a venda dos ativos do sistema de geração da Cesp/SP, cindido em três empresas de geração. As duas primeiras – a Paranapanema e a Tietê – foram vendidas, respectivamente, em julho/99 e outubro/99.

---

<sup>8</sup> Pires (2000).

Empresa	Data da Venda	Principais Acionistas
<b>I - Distribuição Sul-Sudeste-Centro-Oeste</b>		
1. Escelsa/ES	12/07/1995	Iven (Brasil), GTD (Brasil)
2. Light/RJ	21/05/1996	EDF (França) AES (EUA), Houston (EUA)
3. Cerj	20/11/1996	Endesa (Chile), Chilectra (Chile) Endesa (Espanha) EDP (Portugal)
4. RGE/RS	21/10/1997	VBC (Brasil) CEA (EUA)
5. AES Sul/RS	21/10/1997	AES (EUA)
6. CPFL/SP	01/11/1997	VBC (Brasil), Bonaire (Brasil)
7. Enersul	19/11/1997	Iven (Brasil), GTD (Brasil)
8. Cemat/MT	27/11/1997	Grupo Rede / Inepar (Brasil)
9. Metropolitana/SP	15/04/1998	EDF (França) AES (EUA), Houston (EUA)
10. Elektro/SP	16/07/1998	Enron (EUA)
11. Bandeirante	17/09/1998	VBC (Brasil), Bonaire (Brasil) EDP (Portugal)
<b>II- Distribuição Norte-Nordeste</b>		
12. Coelba/BA	01/07/1996	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)
13. Energipe/SE	01/12/1997	Cataguases (Brasil) CMS (EUA)
14. Cosem/RN	01/12/1997	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)
15. Coelce/CE	02/04/1998	Endesa (Chile), Chilectra (Chile) Endesa (Espanha) EDP (Portugal)
16. Celpa/PA	01/07/1998	Grupo Rede/Inepar (Brasil)
17. Celpe/PE	17/02/2000	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)
<b>III- Geração</b>		
1. Cachoeira Dourada/GO	05/09/1996	Endesa (Chile)
2. Gerasul/SC	15/09/1998	Tractebel (Bélgica)
3. Parapanema/SP	28/07/1999	Duke-Energy (EUA)
4. Tiête/SP	27/10/1999	AES (EUA)

Tabela 4: Processo de Privatização do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: Pires (2000)

Durante a década de 90, privatizaram-se 19 distribuidoras (2 federais) e 4 geradoras (1 federal). Na tabela 4 não estão incluídas as distribuidoras Cemar/MA e Saelpa/PB, privatizadas em 15/06/00 e 30/11/00, respectivamente.

### 3. TEORIA

Para a compreensão do atual modelo do SEB é importante conhecer a teoria sobre concessões e leilões.

#### 3.1. Concessões

De acordo com Guasch, Laffont e Straub (2003), no final dos anos 80, países latino-americanos em desenvolvimento, começaram a permitir a participação significativa do setor privado na provisão dos serviços de infraestrutura. Isso ocorreu principalmente por causa da necessidade urgente por altos investimentos. A participação do setor privado tem sido realizada com êxito significativo em uma variedade de formas, como concessões e privatizações.

A concessão é o direito de usar os ativos de uma antiga empresa estatal por um tempo limitado (normalmente de 20 a 30 anos), sendo totalmente responsável por todos os investimentos necessários e tendo que assegurar o cumprimento dos objetivos estabelecidos no contrato. No final da concessão, todos os ativos voltam para o governo. Assim, de fato, a concessão de um único ativo, ao contrário da privatização, é o direito de obter o fluxo de caixa dos recebimentos dos usuários do serviço em questão.

Os contratos de concessão são contratos de longo prazo que demandam certos ajustes ao longo do tempo e o governo tem direito de anular o contrato de forma a prevenir problemas de *hold-up*. O problema de *hold-up* é uma situação em que duas partes podem ser capazes de trabalhar de forma mais eficiente através da cooperação, mas não o fazem devido a preocupações de que eles possam dar a outra parte, aumento de poder barganha, e assim reduzir os seus próprios lucros. No caso em questão, se o governo não pudesse anular o contrato, a concessionária poderia usar seu aumento no poder de barganha por ter adquirido a concessão para renegociar o contrato inicial.

A concessão de um monopólio natural deve ser dada para a firma que oferta o produto nos melhores termos. A licitação da concessão pode ser repetida no tempo para se ajustar a novas circunstâncias não estabelecidas no contrato anterior ou para encorajar a

entrada de outra firma mais eficiente. Isto permite ao regulador selecionar o melhor ofertante em qualquer momento no tempo.

A re-licitação de uma concessão periodicamente pode levar a um resultado próximo ao da competição. Com isso, se limitaria o poder de mercado das concessionárias. De fato, se contratos podem ser bem redigidos e a re-licitação é viável, o problema do monopólio natural pode ser eficazmente solucionado. A regulação dos preços, por si só pode já não ser necessário.

Mas existem duas questões a serem analisadas mencionadas em Laffont e Tirole (1993):

1. O capital físico e até o capital humano não são sempre facilmente transferíveis de uma firma para a outra. Por isso, a simetria entre as firmas não é comum no estágio da renovação da concessão. Assim, a firma incumbente tem uma vantagem sobre os outros competidores.
2. Mesmo quando o capital da incumbente é transferível, o investimento correspondente é difícil de medir. A perspectiva de ser substituída por um entrante diminui o incentivo da incumbente de investir em capital que pode não ser transferido ao preço correto.

A re-licitação é uma opção prática, quando ativos não são específicos para a concessão. Por exemplo, concessões para a coleta de lixo podem ser licitações re-leiloadas periodicamente. Se o operador perde, ele pode simplesmente transferir os ativos (caminhões e pessoal) para outra finalidade ou vendê-los.

Os problemas surgem quando os ativos da concessionária são específicos para a concessão e são mais bem compreendidos pelo incumbente do que pelos concorrentes. Neste caso especial de incentivo surgem problemas, que complicam a re-licitação. Os ativos específicos da concessão podem ser transferidos para o vencedor de uma re-licitação, por exemplo, a infra-estrutura, ou eles podem ficar com o incumbente, por exemplo, know-how sobre gestão da concessão. Quando os ativos são transferíveis qualquer investimento ou melhoramento pelo incumbente beneficiaria o novo vencedor. O incumbente teria, assim, menos interesse em investir do que se não houvesse a re-licitação. Por outro lado, quando não são ativos transferíveis, o incumbente teria uma



vantagem absoluta durante a re-licitação. No primeiro caso, o incumbente deve ter uma preferência e, no último uma predisposição contra ele deve ser estabelecida na re-licitação.

Segundo Klein (1998), na prática, a maioria dos ativos pode efetivamente ser transferida. Rotineiramente, o novo vencedor contrata o pessoal-chave do operador e, portanto, apropria-se do capital humano específico para a concessão em adição ao capital físico. Assim, pode ser argumentado que um viés em favor do incumbente pode ser aconselhável. Nos casos em que a re-licitação de complexas concessões ocorre, observa-se realmente tal viés. De fato, isto significou que concessões eram normalmente re-licitadas ao operador histórico.

Segundo Laffont e Tirole (1993), o incumbente deve ser favorecido na re-licitação quando o investimento é transferível. Este favorecimento deve ser maior quanto mais alta a probabilidade do possível entrante vencer o leilão. Por isso é importante analisar as várias formas de não comprometimento, que podem causar inclusive, renegociações do contrato inicial.

Um contrato de concessão é renegociado quando uma grande revisão, não considerada no contrato inicial, ocorre. Por exemplo, mudanças significativas nas tarifas ou investimentos, na taxa anual paga pelo incumbente para o governo, no número de componentes de custo que são repassados automaticamente para tarifa ou na duração da concessão. Assim, revisões tarifárias agendadas ou pequenos ajustes no contrato não são consideradas como uma renegociação.

Os contratos de concessão determinam as obrigações de performance e direitos dos concessionários e os incentivos e riscos sobre o qual vão operar incluindo os acordos de preço. A clareza com que estas questões são definidas determina a probabilidade de renegociações. Se muitas renegociações são necessárias durante o período de vida da concessão, a importância da licitação inicial é minimizada. O desenho dos incentivos e a alocação de risco afetam inicialmente a intensidade da competição e posteriormente a sustentabilidade do contrato inicial.

O objetivo é escrever contratos que sejam o mais claro e compreensível possível reduzindo assim, a probabilidade de renegociações e que ao mesmo tempo concedam liberdade para estimular as concessionárias a terem soluções inovadoras e eficientes.

Na prática, a definição das obrigações dos concessionários é um dos aspectos mais problemáticos do contrato de concessão. Mesmo com a maior atenção e cuidado, alguns aspectos em relação a um problema pode ser esquecido e a consideração completa de todas as possíveis possibilidades pode ser extremamente custosa. Contratos não cobrem, portanto, todas as possíveis ocorrências futuras, isto é, os contratos são incompletos.

Apesar de alguns ganhos e melhoras no setor de infraestrutura, a participação do setor privado através de concessões muitas vezes produziu resultados mistos, aumentando, em grande número de países, questões sobre o modelo de concessão. Entre estes resultados estão conflitos frequentes com os incumbentes em cumprir com as cláusulas contratuais, a percepção de que as tarifas são excessivas, o abandono da concessão pelo operador ou a tomada da concessão pelo governo como resultado do pedido de falência do operador, do descontentamento com os níveis de preço e serviços, da pouca atenção aos usuários, e principalmente da alta incidência de renegociações dos contratos pouco depois do leilão de concessão, em detrimento do bem estar do consumidor.

Alguma renegociação é desejável e como foi dito anteriormente, é para ser esperado que os contratos na prática sejam necessariamente incompletos. Eventos exógenos que não são induzidos nem pelo governo nem pelo incumbente podem significativamente afetar o equilíbrio financeiro das firmas, e podem ser usados como uma oportunidade de redistribuir a renda. Um típico exemplo é um choque macroeconômico como a maxidesvalorização cambial no Brasil em 1999.

No entanto, a alta incidência das renegociações, particularmente nos primeiros estágios, parece estar além da expectativa ou de níveis razoáveis, e aumenta as preocupações sobre a validade do modelo de concessões no qual renegociações não seriam levadas em conta. Isso pode induzir um comportamento excessivamente oportunista pelos novos operadores, ou pelo governo, em detrimento da eficiência do processo e do bem estar geral.

Uma vez a empresa tendo ganho uma concessão no setor de infraestrutura e os eventuais competidores tenham ido embora, a empresa pode estar apta a tomar ações que prejudiquem o governo. As extensivas vantagens informacionais que a empresa possui em relação ao governo, e sua percepção de poder vis à vis com o governo em uma negociação bilateral é um fator potencialmente poderoso para buscar a renegociação do contrato e obter um acordo melhor que o inicial. No entanto, a efetivação de uma estrutura regulatória limita a incidência da renegociação.

Além disso, não é só a firma que pode se comportar de forma oportunista. Frequentemente, o investimento necessário é um custo afundado e altamente específico, ou seja, os custos não podem ser facilmente recuperados se a atmosfera econômica se deteriorar ou se o operador descontinuar as operações. Isso pode também seduzir o governo a tomar medidas regulatórias para desapropriar a renda disponível uma vez que os custos são afundados.

Tanto o caso da firma como do governo se comportarem de forma oportunista são problemas de *hold-up*, citado anteriormente.

A existência de incentivos adequados em uma relação regulatória é complexa. O grau de comprometimento refere-se a capacidade do regulador em comprometer-se com políticas regulatórias definidas em períodos anteriores. Comprometimento pode ser definido em termos de promessas críveis acerca das políticas regulatórias futuras. No caso extremo de comprometimento pleno, o regulador abdica do uso de informação passada no desenho de políticas futuras ou especifica totalmente *a priori* como reagiria à medida que novas informações se tornassem disponíveis. Por outro lado, na ausência de comprometimento, o regulador não pode prometer de forma crível que não se comportará de maneira oportunista e a firma estará ciente disso quando da definição de sua estratégia.

Em qualquer relação contratual de longo prazo a existência de regras claras é importante para evitar comportamentos oportunistas de parte a parte. Por exemplo, em um ambiente com maiores incertezas provenientes de freqüentes mudanças nas “regras do jogo” pode-se ter como consequência níveis subótimos de investimento. Evidencia-se que a noção de comprometimento é uma questão central em relações regulatórias repetidas.

A literatura regulatória desenvolvida por Laffont e Tirole (1993) foi escrita para países desenvolvidos nos quais a qualidade das instituições leva a um nível de execução dos contratos tão alta que as renegociações podem ser consideradas como secundárias pelo menos como uma primeira aproximação. Ao contrário, para países menos desenvolvidos a renegociação é um importante fenômeno. E a regulação nestes países deve levar em conta além da informação assimétrica, a dificuldade em redigir contratos completos.

Guasch, Laffont e Straub (2003) citam relações entre a ocorrência de renegociações e outros fatores:

1. A existência de uma agência regulatória no momento que a concessão foi concedida reduz significativamente a ocorrência de subseqüentes renegociações.
2. A regulação pela taxa de retorno deve ser considerada como uma escolha proeminente em ambientes voláteis com fraca capacidade regulatória. A regulação pelo preço máximo (*price cap*) tem maior risco e maior fragilidade em relação a choques e assim, levam a um maior número de renegociações.
3. O rendimento mínimo garantido protege os concessionários contra choques e outras contingências não esperadas diminuindo a probabilidade de renegociação. Mas ao mesmo tempo diminui os incentivos para o comportamento eficiente, aumentando a probabilidade de renegociação.
4. O ciclo político também influencia a possibilidade futura de renegociações. As implicações políticas podem ser reduzidas incorporando ao contrato cláusulas de contingência específicas para as renegociações causadas pelo ciclo político, de forma a reduzir a incerteza e o risco.
5. Choques macroeconômicos são difíceis de prever mesmo ocorrendo durante o período de vigência da concessão. Existe a necessidade de reduzir a incerteza sobre seu impacto, por exemplo, incorporando nos contratos uma cláusula de contingência de gatilho e impondo orientações no ajuste tarifário e outros elementos com implicação financeira nos contratos.

Em resumo, levando em consideração todos estes fatores na concepção do contrato de concessão, a alocação competitiva das concessões e a estrutura regulatória deveriam ter

efeitos significativos na redução dos conflitos, desperdícios e renegociações, melhorando a transparência e a eficiência total do setor e o bem-estar.

### **3.2. Leilões**

Existem três métodos de atribuição de uma concessão: decisões administrativas, loterias e leilões. O leilão oferece duas vantagens sobre as demais alternativas: pode-se aumentar a receita, o que é bom para o vendedor, mas pode também ser desenhado para identificar as empresas que atribuem os mais altos valores para a utilização do mercado a ser concedido, o que é bom para eficiência.

A Teoria dos Leilões estabelece quatro tipos básicos de leilões que podem ser utilizados no leilão de objeto único:

- Leilão inglês;
- Leilão holandês;
- Leilão selado de primeiro maior preço;
- Leilão selado de segundo maior preço.

O leilão inglês é a forma mais utilizada para a venda de bens. Este tipo de leilão é aberto, ou seja, os lances são propostos publicamente. Quando um único item está sendo leilado, ofertas crescentes são apresentadas pelos participantes até que a venda seja realizada pela maior oferta recebida. Quando nenhum participante elevar mais a oferta, o bem é atribuído ao ofertante que ofereceu o preço mais elevado.

O leilão holandês assim como o leilão inglês é um leilão aberto. Mas apresenta características opostas a este uma vez que o leiloeiro começa com um preço elevado e vai reduzindo até que algum participante aceite o preço. Este leilão tem apenas um lance que corresponde ao preço de reserva do vencedor.

No leilão selado de primeiro maior preço há também apenas um lance e este é registrado no envelope fechado sendo igual ao preço de reserva do licitante. O vencedor será o

participante que oferecer o maior valor (no caso de leilões pela maior receita) e pagará o valor do seu lance.

No leilão selado do segundo maior preço, o comprador que fez o maior lance no envelope fechado vence o leilão, mas paga somente o valor do segundo maior lance. Uma das vantagens deste modelo é dissociar a probabilidade de vitória no leilão do lucro da operação, que só será conhecido quando, terminado o leilão, o vencedor tomar conhecimento do lance imediatamente inferior ao seu.

O leilão holandês é comparável ao leilão selado de primeiro maior preço e ambos são conhecidos como leilões de “primeiro preço”. O leilão selado de segundo maior preço é comparável ao leilão inglês e ambos são conhecidos como leilões de “segundo preço”.

Na medida em que, os agentes são neutros ao risco e não há comportamento cooperativo entre os compradores, o resultado dos leilões dos diversos formatos é semelhante.

Os leilões são apenas uma forma de organizar a concorrência em certas circunstâncias como, quando não há muitos potenciais compradores e, quando o vendedor achar que ele estará melhor com este tipo de "negociação coletiva" do que em qualquer sucessão de rodadas bilaterais de negociação.

Três elementos devem ser determinados pelo leilão: Como o vencedor é selecionado? Quanto e como é que ele tem que pagar? Em função das respostas a estas perguntas, determina-se a avaliação das diferentes regras institucionais que regem o leilão e essas regras são importantes porque podem afetar os incentivos da licitação e, por conseguinte, os termos e a eficácia do leilão.

Na prática, o processo licitatório geralmente começa com algum tipo de pré-seleção de potenciais concorrentes com base em critérios técnicos e financeiros. Este processo reduz o número de licitantes, o que é ruim para a concorrência, mas ele também reduz os riscos de descumprimento por licitantes não confiáveis. É ainda uma outra maneira de revelar informação para o regulador.

O próximo aspecto institucional relevante é a maneira na qual o vencedor é selecionado. As duas opções mais comuns na licitação de contratos de concessão resumem-se a: (i) o vencedor é o maior pagador para o direito de prestar o serviço ou (ii) o vencedor é o concorrente que oferecer o menor preço a ser pago pelos consumidores (em ambos os casos, dado um nível de investimento e de qualidade estipulados). O primeiro critério favorece os objetivos fiscais e visa maximizar a receita para o governo. O segundo modelo foca no interesse dos consumidores e garante a minimização dos preços.

As ligações entre a concepção do leilão e os objetivos não são as únicas fontes de complexidade. Outro risco é o da cooperação entre os participantes para o processo. A primeira possibilidade é um conluio entre compradores para limitar o preço a ser pago pelo vencedor. Este tipo de má conduta é mais provável em leilões abertos (porque os membros do "cartel" podem ver uns aos outros) e em leilões sequenciais (os proponentes podem decidir quem vai ganhar cada item cada vez). A segunda possibilidade é uma captura do leiloeiro. Ele pode ser capturado pelo vendedor, quando este reporta de forma errada a qualidade dos bens, um consumidor com uma verdadeira valorização inferior ao do vendedor irá dar um lance muito alto e ganhar o leilão, o que resulta em uma alocação ineficiente. Ao contrário, o vendedor pode ser captado por compradores, o que resulta em um preço de venda muito baixo se comparado com o preço justo do leilão. Estes diferentes tipos de má conduta podem ser limitados se o procedimento for amplamente público e se existirem muitos participantes.

O desenho final de um leilão deverá considerar a quantidade de informações que o leiloeiro pretende dar aos candidatos. Para o leilão de uma única concessão, quanto mais os candidatos souberem um sobre o outro, maior a chance do licitante que atribui o maior valor à concessão vencer. Por outro lado, em um leilão sequencial, com um bom conhecimento das outras avaliações, os candidatos podem se juntar para chegar a resultados alternativos. Se existirem vários itens para alocar, a decisão de leiloar as concessões em sequência, e não em um grande leilão simultâneo depende de um delicado *trade-off*. Por um lado, leilões sequenciais têm as vantagens da simplificação administrativa e do plano de revisão instantânea: no final de cada venda, cada licitante sabe exatamente aquilo que cada um levou e o que continua para ser leilado. Mas, por outro lado, podem ocorrer licitações predatórias e outros problemas. Muitos destes inconvenientes podem ser evitados utilizando grandes leilões simultâneos ou um leilão

simultâneo, mas com múltiplas rodadas. Leilões simultâneos só fazem sentido quando são abertos. Pois assim os licitantes são capazes de ajustar as propostas em resposta à dos outros. Neste caso, o problema é definir regras claras para parar: o leilão deve durar um tempo finito de fácil verificação.

O desenho do contrato depende da informação relativa ao produto ou serviço a prestar, incluindo uma boa compreensão da natureza da demanda, que muitas vezes muda com as mudanças nas disposições regulatórias, em particular nas regras de preços. Depende também da informação sobre a própria empresa à disposição do regulador.

Finalmente, a escolha do contrato deverá também depender da velocidade com a qual a decisão da concessão tem de ser feita. Se o objetivo fiscal é urgente, por exemplo, o governo pode não ter o tempo para reunir as informações necessárias para chegar a um contrato eficaz e equitativo.

Seja qual forem os objetivos da concessão, o contrato deve conter uma lista explícita de punições que serão efetuadas no caso de as regras não serem respeitadas. Em um contrato, as punições são de tal ordem que as partes não respeitam as regras quando e somente quando é ótimo não respeitá-las. Penalidades muito altas dão ao contrato uma rigidez que é ineficiente. Só ameaças críveis devem ser incluídas no contrato, o que significa as ameaças que o regulador terá interesse em aplicar se uma violação ocorrer. Ameaças não críveis são ruins porque sua presença em um contrato enfraquece a confiabilidade de todo o texto. Como a empresa não as leva em consideração e o regulador não pune, a agência terá uma reputação de não tenacidade que induz à empresa violar demasiadamente as regras ou tentar renegociar qualquer decisão que não gosta.

O modelo padrão de leilão para concessões é um leilão selado de primeiro preço. Licitantes apresentam envelopes lacrados contendo a sua oferta. A licitação pode ter uma ou duas fases. Na primeira etapa os parâmetros técnicos das propostas são comparados. Na segunda fase, apenas a oferta principal do parâmetro estabelecido é apresentada. Este pode ser um preço, um nível de subsídio, um pagamento para o patrimônio ou qualquer outro parâmetro. Alternativamente, o lance completo pode ser apresentado em uma única etapa. Os envelopes são abertos, as propostas são tornadas



públicas e ganha a melhor oferta. Em uma licitação de uma única fase pode não ser imediatamente óbvio quem ganhou, porque os lances têm de ser comparados e avaliados em todas as dimensões relevantes.

Segundo Klein (1998) a escolha do método do leilão é afetada por argumentos sobre:

- Sustentabilidade política dos resultados;
- Solidez das estratégias de licitação das empresas;
- Opções de conluio entre empresas.

Todos estes elementos combinam para determinar se uma determinada concepção de leilão agrega valor, a forma como esse valor pode ser distribuído entre os licitantes, os consumidores e o governo e se o acordo vai durar.

Sustentabilidade política dos resultados – A licitação para acordos tipo concessão é freqüentemente entre poucos licitantes e as ofertas podem variar drasticamente. Esses lances extremamente divergentes tendem a tornar o leilão selado de segundo preço politicamente insustentável. Leilões selados de primeiro preço e leilões abertos podem produzir razoável sustentabilidade, porque, em um caso, o primeiro preço ganha e no outro, o primeiro preço não é conhecido.

Solidez das estratégias de licitação das empresas - Nos leilões selados de primeiro preço os licitantes precisam avaliar qual a provável oferta dos seus concorrentes. Quanto melhor for a suposição feita, menor o prêmio de que precisam ofertar para vencer a licitação. Se o palpite é perfeito, eles podem ofertar um pouco acima do segundo preço como em um leilão aberto e ainda ganhar.

Quanto mais avessos ao risco forem os licitantes, mais provável que ofertem um valor extremamente alto apenas para se certificar de que vão ganhar. Nos leilões de segundo preço eles só ofertam o que eles acham que vale a concessão e não precisam se preocupar com as valorizações dos outros. Eles podem, portanto, focar no valor da sua própria oferta. Consequentemente, os leilões de primeiro preço tornam a licitação mais complexa para os licitantes aumentando assim o risco de que as empresas espertas vençam ao invés da mais eficiente. Ao mesmo tempo, as receitas públicas devem subir

nos termos dos leilões selados de primeiro preço em relação aos leilões selados de segundo preço se os licitantes são avessos ao risco.

Em muitas concessões, os licitantes precisam atribuir um valor para o direito da concessão, que depende não apenas de suas próprias habilidades, mas sobre os fatores que afetam todos os licitantes, por exemplo, a disponibilidade para pagar dos consumidores e do comportamento futuro dos reguladores. Casos em que o valor depende de fatores que afetam todos os concorrentes são chamados leilões de valor comum.

Diferentes licitantes têm diferentes habilidades e informações ao atribuir valor a uma concessão. O resultado poderia, portanto, ser que o licitante mais otimista ganhe o leilão e não o mais eficiente. Isto levaria ao fracasso do vencedor, pressões por renegociações e custos excessivo. Essa é a chamada maldição do vencedor.

Consequentemente, licitantes precisam assumir que eles podem ser muito otimistas e assim, ajustar os seus lances para baixo. Para ter certeza de que eles não percam, eles têm que assumir que eles são de fato, o licitante mais otimista e descontar o valor adequado da oferta. Se eles não fizerem isto, eles não sobreviverão por muito tempo em uma indústria baseada nos leilões de valor comum. Licitantes inexperientes freqüentemente caem na maldição do vencedor.

Quando os governos selecionam licitantes experientes para licitação de concessões, estes irão ajustar os seus lances conservadoramente, de modo a não cair na maldição do vencedor. Eles todos poderiam fazer lances mais agressivos, se eles tivessem uma melhor informação sobre o valor da concessão. Leilões abertos dá-lhes melhores informações, pois, no leilão aberto eles vêem o que os outros estão dispostos a ofertar. Para licitantes experientes o lance vencedor em média deve subir em leilões abertos e a probabilidade de um lance superotimista deve ser reduzida. Assim, os governos devem esperar na média uma melhor e mais sustentável negociação.

Em geral, os governos devem fornecer a maior quantidade possível de informações relevantes para os licitantes de modo a tornar mais agressiva a licitação. Às vezes, mais informações podem revelar fragilidades na proposta da concessão e isto

inequivocamente reduziria os lances. Mas, nesses casos, o vencedor teria de renegociar de qualquer jeito mais tarde.

Opções de conluio entre empresas – Leilões selados podem ser um pouco mais protegidos contra a conivência por licitantes do que leilões abertos. Suponha que existe um cartel entre alguns dos licitantes. Em um leilão aberto pode se ver quando um deles rompe o acordo e oferta lances mais agressivos do que o acordado. Os outros membros do cartel podem, então, imediatamente retaliar também ofertando um lance de forma mais agressiva. O medo de represálias reforça essa disciplina no cartel. Nos leilões selados, a retaliação só pode ocorrer se houver novos leilões para concessões semelhantes com os mesmos jogadores envolvidos.

Além disso, uma série de leilões selada é, de fato, aberto. Amplas práticas corruptas tornam possível que os licitantes aprendam sobre o concorrente antes do leilão. Eles podem depois ajustar as suas próprias propostas nesse sentido. Essas práticas podem ser mais bem combatidas em leilões de dois estágios. O envelope é entregue no dia da abertura do leilão. Prazos têm que ser definidos. Os licitantes entregam o envelope apenas pouco antes do prazo de modo a reduzir a possibilidade de que o envelope seja adulterado secretamente e de fazer uso de qualquer informação que pode acontecer até o último momento. As propostas são abertas em seguida, apresentadas publicamente, com auditores que garantem que os lances sejam lidos corretamente e não sejam distorcidos.

Quando a concorrência é fraca, os governos podem utilizar preços de reserva para se proteger contra baixos lances em conluio. É útil manter os preços de reserva em segredo de modo que licitantes avessos ao risco paguem mais e não menos. Ao mesmo tempo, existe uma necessidade de se evitar a manipulação arbitrária do preço de reserva por leiloeiros corruptos. Uma maneira é depositar o preço de reserva em um envelope selado com auditores de alta reputação.

No total, portanto, não é muito claro se leilões selados de primeiro preço são preferíveis a leilões abertos. No setor privado, sempre há alguma forma de negociação competitiva, o que, em princípio funciona como um leilão aberto. Para os contratos públicos ou contratos celebrados para monopólios regulados pode ser desejável limitar o poder discricionário envolvido em uma negociação competitiva. Quando a concorrência é

forte, leilões abertos são preferíveis, porque o conluio é improvável, a antecipação das estratégias dos outros é desnecessária e o perigo da maldição do vencedor seria reduzido. Contudo, especialmente quando o número de licitantes é pequeno, leilões selados de primeiro preço podem ser preferíveis contra conluio. Leilões selados também podem ser preferíveis quando licitantes são avessos ao risco e quando licitantes são muito diferentes um dos outros, porque, leilões selados podem aumentar os lances colocados pelo vencedor.

Quando tudo estiver preparado o leilão tem de ser implementado. Dependendo da natureza do contrato e do mecanismo de leilão, o leiloeiro pode ter maior ou menor poder discricionário. Esta discricionariedade irá desempenhar um papel definitivo na avaliação das propostas. É extremamente importante, portanto, que o leiloeiro esteja livre de pressões políticas e dos interesses dos licitantes.

## **4. O SETOR ELÉTRICO ATUALMENTE**

### **4.1. Introdução**

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando.

Havia grande preocupação com o fato de que os investimentos em novos projetos de geração que o modelo privatizado havia sido capaz de viabilizar era muito pequeno. No modelo privatizado havia, também, uma tendência à elevação das tarifas de geração.

Os primeiros aproveitamentos hidrelétricos empreendidos pelo Estado brasileiro tinham um custo muito baixo porque a vazão, a altura das quedas, as facilidades do represamento e a proximidade dos centros consumidores contribuíram para a eficiência dos aproveitamentos. Com o passar dos anos, os novos projetos passaram a ser construídos em locais de queda e vazão menos produtivas, em locais mais distantes dos centros consumidores e de engenharia mais difícil.

Desta forma, a absorção de novas tecnologias de geração de eletricidade vem sendo feita no Brasil com custos crescentes, na contramão do que se observa normalmente quando novas tecnologias são adotadas. A incapacidade de viabilizar investimentos destes produtores de custos muitos elevados foi a principal razão pela qual o governo abandonou o velho modelo e impôs novas regras ao setor elétrico em 2004.

O Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004; e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

O novo modelo tem os seguintes objetivos principais<sup>9</sup>:

---

<sup>9</sup> Fonte: [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).

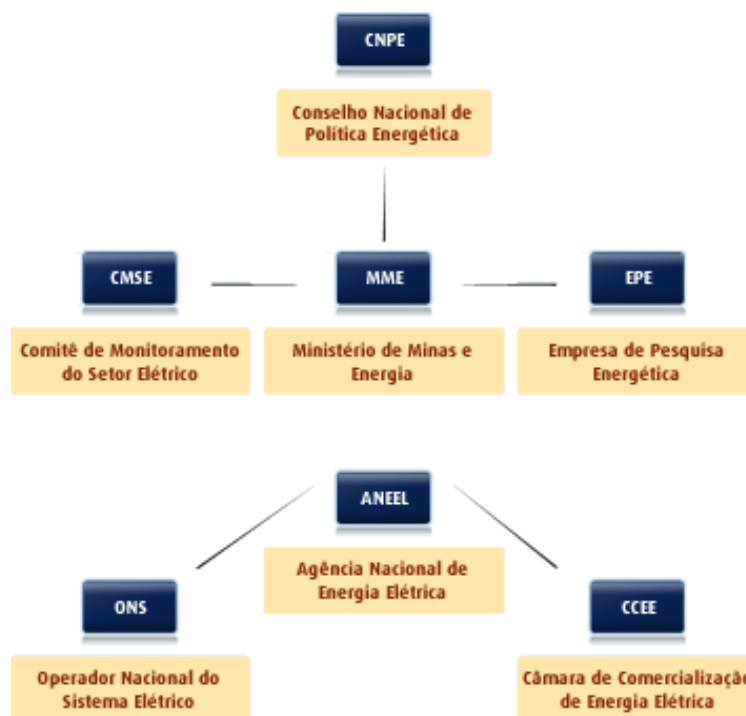
- Promover a modicidade tarifária;
- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Assegurar a estabilidade do marco regulatório, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema;
- Promover a inserção social por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento.

Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, responsável pelo planejamento do setor elétrico, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado.

Outras alterações importantes incluem a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do ONS.

#### **4.2. Estrutura do Setor e seus Agentes Institucionais**

Abaixo a estrutura atual do setor:



**Figura 2: Estrutura do Setor Elétrico**

Fonte: CCEE

O CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, encarregado da concepção da política energética nacional. O órgão formula políticas e diretrizes de energia e assegura o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas do país. Além de revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país.

A EPE é uma empresa vinculada ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidroelétricos e de transmissão de energia elétrica.

O CMSE é um órgão criado no âmbito do MME, sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. Suas principais atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

As alterações promovidas em 2004 pelo novo modelo do setor estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos Agentes de Distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN).

A CCEE começou a operar em 10 de novembro de 2004 - regulamentada pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, sucedendo ao Mercado Atacadista de Energia (MAE). Associação civil integrada pelos agentes das categorias de Geração, de Distribuição e de Comercialização, a instituição desempenha papel estratégico para viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres.

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais são auditadas externamente, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004 (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica). As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.



### 4.3. Modelo de Contratação de Energia

Foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres.

No ACR o regulador compra a totalidade da demanda das distribuidoras de energia elétrica por meio de leilões. A contratação é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre os agentes de geração (comercializadoras, geradores, produtores independentes e autoprodutores) e as distribuidoras.

Existem dois formatos diferentes de CCEAR: o Contrato de Quantidade de Energia e o Contrato de Disponibilidade de Energia. No primeiro, o agente gerador vende sua produção assumindo o risco de uma eventual inviabilidade de fornecimento, comprometendo-se a adquirir energia de outra fonte para dar cobertura ao seu compromisso de fornecimento. No segundo, o agente gerador compromete-se a disponibilizar um volume específico de capacidade ao ACR e possíveis riscos são imputados às distribuidoras que, podem repassa-los aos consumidores.

No ACL consumidores não regulados atendem a sua própria demanda. Há a livre negociação entre os agentes. A contratação é formalizada através de acordos bilaterais. Todos os contratos sejam do ACR ou ACL, são registrados na CCEE.

Os agentes de geração podem escolher livremente em qual dos dois ambientes vender sua energia, desde que a soma dos diversos contratos de venda de energia não ultrapasse a energia assegurada total do agente, mantendo o caráter competitivo da geração.

Uma visão geral do Modelo de Contratação de Energia, com indicação da coexistência dos dois ambientes de contratação e da caracterização da geração como atividade competitiva, é apresentada na figura 3:



**Figura 3: Modelo de Contratação de Energia**

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valorado ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo. Desta forma, pode-se dizer que o mercado de curto prazo é o mercado das diferenças entre montantes contratados e montantes medidos.

Complementarmente, à energia contratada no ambiente regulado, a partir do Decreto N° 6.353, de 16 de janeiro de 2008, o Modelo do setor elétrico nacional passou a contar com a contratação da chamada Energia de Reserva. Seu objetivo é elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica do SIN com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim.

#### **4.4. Geração**

O mercado de geração foi dividido em dois segmentos: No primeiro é negociada apenas a produção das usinas existentes, em sua maioria propriedade do Estado, chamada de energia velha. Em um outro mercado separado, a energia proveniente dos novos

projetos é comercializada a preços mais elevados de forma a remunerar adequadamente novos investimentos, chamada de energia nova.

Esta separação ocorreu, pois por mais que a energia elétrica seja um bem homogêneo, quando produzido a partir de tecnologias diferentes, apresenta níveis de custos também diferenciados. E a vantagem de custos das usinas de energia velha não advém de uma superioridade na eficiência de sua gestão, e sim de fatores totalmente fora do controle de gerentes, como as características da natureza de cada aproveitamento.

O mercado expulsa os produtores de bens homogêneos que tenham custos mais elevados. Mas não é do interesse da sociedade que isto ocorra no caso do setor de energia elétrica. Novos investidores são necessários para a expansão da oferta em concordância com a expansão prevista da demanda.

No novo modelo, existe a obrigatoriedade de venda de energia para todas as distribuidoras em bases proporcionais. A contratação conjunta por todos os distribuidores na forma de um pool, permite economias de escala na compra de energia e a distribuição equilibrada dos riscos e benefícios da contratação. Assim, o novo gerador pode vender a energia produzida por um preço mais elevado sem que haja significativo impacto para os consumidores. A diluição do custo da energia nova dentro da média do pool ajuda a promover a modicidade tarifária, ou seja, o menor custo possível para o consumidor.

O novo modelo busca também alcançar a modicidade tarifária por meio de uma competição entre os diversos projetos de geração selecionando os de custos mais baixos. A separação entre energia nova e energia velha proporciona para os novos geradores melhores condições de contratação com maiores garantias para a demanda dos empreendimentos. Os prazos de contratação são bem maiores que dos empreendimentos antigos. Além disso, esta separação elimina a possibilidade de lucros extraordinários por parte das geradoras de energia velha que ocorreria se o preço fosse único e proporcional à energia nova.

#### **4.5. Distribuição**

No modelo de livre mercado (1995-2003), cabia às distribuidoras o dever de adquirir a energia necessária ao atendimento de sua área de concessão. Elas deveriam atrair o empreendedor privado e para isso ofereciam os Acordos de Compra de Energia. Estes acordos viabilizavam a estruturação do projeto de geração e a obtenção de financiamento pelo empresário privado.

Este método oferecia um risco ao sistema, pois as distribuidoras às vezes preferiam evitar estes acordos quando vislumbravam a possibilidade de comprar energia mais barata no futuro. Além disso, algumas distribuidoras assinaram Acordos de Compra de Energia com empresas do mesmo grupo econômico obtendo altos lucros em detrimento dos consumidores. E as usinas de energia velha de propriedade das distribuidoras vinham atendendo prioritariamente os habitantes de seus estados, dando aos consumidores de sua área de concessão uma vantagem sobre os demais.

As usinas de energia nova estavam despreparadas para competição em terreno tão desigual e os poucos projetos que saíram do papel estavam protegidos por Acordos de Compra de Energia.

O novo modelo transferiu a responsabilidade pela aquisição da energia das distribuidoras para o governo federal. As distribuidoras passaram a apenas informar suas necessidades de suprimento e o governo federal passou a fazer as aquisições por representação das distribuidoras.

Caso as distribuidoras errem suas estimativas existe uma punição. No caso de haver subcontratação para uma distribuidora, esta será obrigada a adquirir energia no mercado de curto prazo pagando, além do PLD, uma multa de valor elevado por MWh adquirido adicionalmente. No caso de supercontratação, a distribuidora venderá o excedente no mercado de curto prazo ao valor do PLD, independente do preço de compra desta no contrato com a geradora.

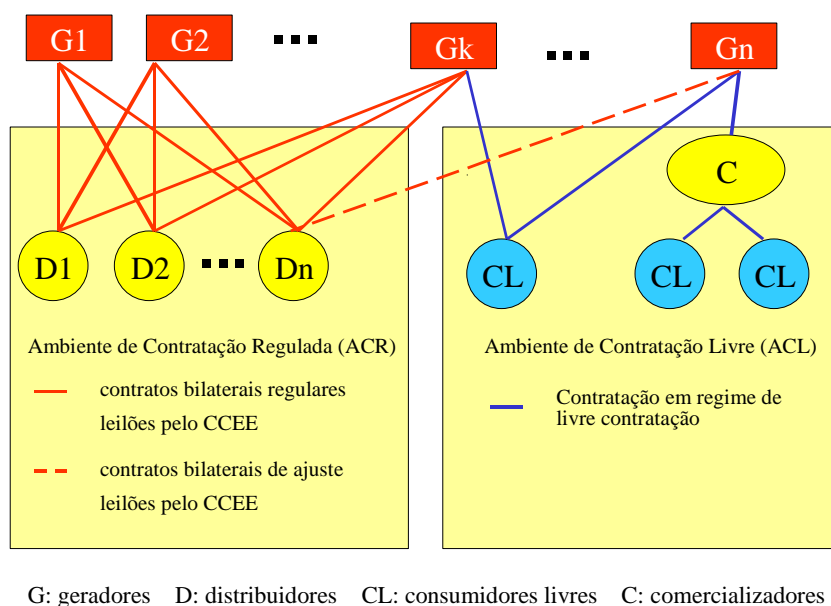
As distribuidoras pagam praticamente o mesmo valor médio por Kw fornecido, pois o suprimento contratado no ACR implica em uma tarifa de referência (média) para o pool.

Porém, isso não significa que as distribuidoras sejam igualmente afetadas pela nova regulação. As tarifas finais de cada distribuidora são afetadas diferentemente em função do seu custo anterior de aquisição de energia e do peso da energia adquirida em sua tarifa final.

Por exemplo, o ACR tem um efeito negativo no preço da energia de distribuidoras detentoras de usinas amortizadas. No novo modelo, o uso da energia velha é compartilhado com os demais distribuidores.

As distribuidoras repassam os seus custos médios de aquisição de energia para os consumidores. Assim, o consumidor se defronta com um preço médio menor que o custo marginal, o que sinaliza incorretamente o custo marginal de produção. As decisões de consumo são tomadas com base nestes níveis de preço mais baixos levando a um consumo total mais elevado.

Em Barros, Mello, Rodrigues e Souza (2005), o ACR é comparado a uma cooperativa que agrega as demandas de vários distribuidores e tem contratos com um conjunto de geradores. A figura abaixo representa a contratação regular de energia no pool de distribuidoras e as relações contratuais no ACL.



**Figura 4: Visão Geral das Relações Contratuais**

Fonte: Barros, Mello, Rodrigues e Souza (2005)

#### 4.6. Leilões para Compra de Energia Elétrica

As distribuidoras de energia elétrica, por meio de licitação na modalidade de leilões, devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado no ACR, de acordo com o estabelecido pelo artigo 11 do Decreto nº 5.163/2004 e artigo 2º da Lei nº 10.848/2004. A ANEEL cabe a regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da CCEE.

O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por Mega-Watt hora para atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras. Os CCEAR serão, então, celebrados entre os vencedores e as distribuidoras que declararam necessidade de compra para o ano de início de suprimento da energia contratada no leilão.

Para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, o início do suprimento é o ano subsequente ao da licitação e o prazo de suprimento é de no

mínimo três e no máximo quinze anos. Para a energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, o início de entrega é no terceiro (geração térmica) ou no quinto (geração hidráulica) ano após a licitação e o prazo de suprimento de no mínimo quinze e no máximo trinta e cinco anos.

Os vendedores ficam incomunicáveis entre si e externamente e sob observação de auditores para evitar conluíus e estratégias conjuntas que possam desviar o leilão de seu objetivo principal, que é a modicidade tarifária.

No leilão de energia existente é realizada a comercialização do montante de energia elétrica com base nas declarações dos agentes distribuidores. Este montante é dividido em produtos diferenciados pelo início de suprimento e prazo de vigência do CCEAR e representado em lotes de energia de 1,0 MW médio cada. O MME define um preço máximo para a aquisição dos lotes de energia, para proteger o consumidor cativo de alguma imperfeição no mecanismo de leilão que eleve exageradamente os custos da contratação.

Há também um preço mínimo não revelado pelo leiloeiro, para impedir que sejam assumidos compromissos que não se pode cumprir sem prejuízo, o que afetaria a segurança do sistema.

Os compradores e os possíveis vendedores são pré-qualificados visando à verificação de regularidade da situação jurídica, fiscal e econômico-financeira. E os pré-qualificados serão habilitados após a validação das garantias financeiras por eles depositadas.

O leilão é um leilão descendente como o leilão holandês. Em sua primeira fase, o leilão tem início simultâneo para todos os produtos. Para cada preço anunciado, o governo verifica quantos proponentes estão interessados e o preço é reduzido até que exista apenas um número adequado de interessados. Ou seja, os preços vão se reduzindo até que a oferta se iguale a demanda.

Na segunda fase do leilão, os produtos são negociados simultaneamente em uma única rodada (lance único). Nessa fase, cada possível vendedor submete seu lance com o

preço, em R\$ /MWh, por produtos, reportando o preço ao qual está disposto e apto a ofertar toda a quantidade de lotes vinculada a cada produto ao término da primeira fase.

Para cada produto, serão consideradas vencedoras, as propostas de menor preço relativas às quantidades de lotes necessárias ao atendimento da quantidade demandada. Como os lances são de preços e quantidades, as quantidades ofertadas aos preços mais baixos são absorvidas primeiro e cada vendedor obtém um preço diferente.

No leilão de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração hidráulica existe uma etapa anterior a estas descritas em que concorrem empreendedores interessados em obter a concessão para construção e exploração de novos empreendimentos. Estes são licitados individual e sequencialmente conforme a ordem de licitação. Os empreendedores pré-qualificados submetem um único lance com preço menor ou igual a um preço teto estipulado pelo MME para a construção do empreendimento.

Se a diferença entre os dois menores preços de lance é superior a cinco por cento do menor preço, a licitação desse empreendimento termina e o empreendedor que ofereceu o menor preço ganha o direito de participação. Senão, começa a etapa contínua com nova disputa entre o empreendedor que ofereceu o menor lance e os demais empreendedores cujas propostas apresentem diferenças iguais ou inferiores a cinco por cento sobre o menor lance. O empreendedor que oferecer o preço igual ao último menor lance para cada empreendimento passa a ter o direito de participação deste. Empreendedores detentores do direito de participação são considerados como possíveis vendedores do empreendimento UHE na fase seguinte do leilão e disputam com outros empreendedores o direito de atender a demanda.

O empreendimento de fonte hidráulica só é objeto de outorga de concessão, caso o detentor do direito de participação também vença as outras etapas do leilão.

Nos leilões de energia nova que ocorreram até o momento, as usinas hidroelétricas foram contratadas por quantidade de energia elétrica por trinta anos e as usinas termoelétricas por disponibilidade por quinze anos.



Além disso, podem ser promovidos leilões de ajuste, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga. Nos leilões de ajuste, sempre para energia existente, o prazo de suprimento é de no máximo dois anos e o início do suprimento é com menos de um ano do fechamento do contrato.

Existe um Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) pelo qual se possibilita que distribuidores com sobras de energia possam transferi-las para os distribuidores com déficits. O MCSD equacionando as pequenas variações de maneira eficiente faz com que não seja necessário o leilão de ajuste.

#### **4.7. Conclusão**

Na cartilha O Novo Modelo do Setor Elétrico do MME, os elementos fundamentais do novo modelo são resumidos em:

- Reestruturação do planejamento de médio e longo prazo;
- Monitoramento, no curto prazo, das condições de atendimento;
- Redirecionamento da contratação de energia para o longo prazo, compatível com a amortização dos investimentos realizados;
- Competição na geração com a licitação da energia pelo critério de menor tarifa;
- Coexistência de dois ambientes de contratação de energia, um regulado (Ambiente de Contratação Regulada – ACR), protegendo o consumidor cativo, e outro livre (Ambiente de Contratação Livre – ACL), estimulando a iniciativa dos consumidores livres;
- Instituição de um pool de contratação de energia formado pelos concessionários de distribuição;
- Desvinculação do serviço de distribuição de qualquer outra atividade;
- Previsão de uma reserva conjuntural para restabelecimento das condições de equilíbrio entre oferta e demanda;
- Restauração do papel do Executivo como Poder Concedente.

Na última década, o Setor Elétrico Brasileiro sofreu diversas alterações até chegar ao modelo vigente. Veja a seguir uma tabela com um resumo das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o modelo atual, que acabaram por resultar em transformações nas atividades de alguns agentes do setor.

<b>Modelo Centralizado (até 1995)</b>	<b>Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)</b>	<b>Novo Modelo (2004)</b>
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

**Tabela 5: Modelos Anteriores e o Modelo Atual do Setor Elétrico**

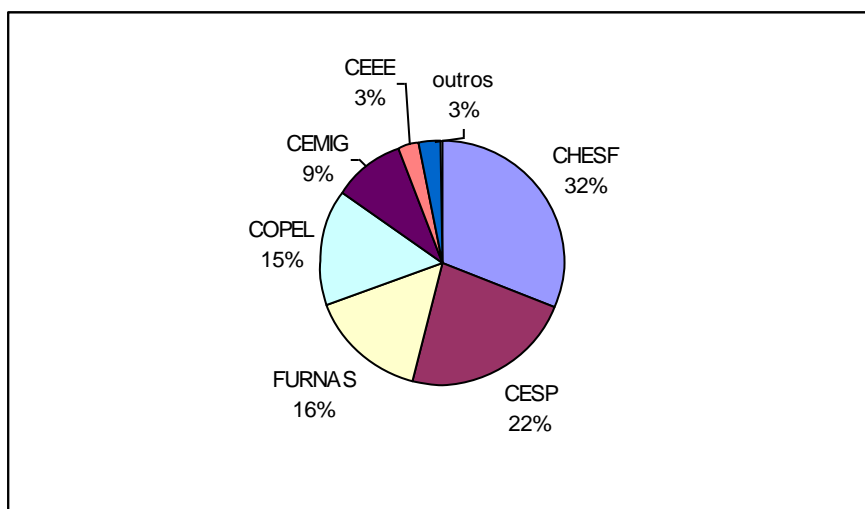
Fonte: CCEE

## 5. FIM DAS CONCESSÕES DE GERAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

### 5.1. Introdução

Em 2015 expiram os prazos de muitas concessões do setor elétrico. E isso ocorre nos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Segundo Batista (2009) este conjunto de concessões envolve na geração cerca de 20% da capacidade instalada do país, na transmissão, aproximadamente 82% da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN e na distribuição, 37 concessionárias, representando algo em torno de 33% da energia comercializada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR.

No segmento de geração, a maioria das usinas cujos contratos de concessão terminam a partir de 2015, pertencem a empresas estatais federais do grupo Eletrobrás (Chesf e Furnas) e estaduais (Cesp, Copel, Cemig, CEEE) como mostra o gráfico 3 e o anexo.



**Gráfico 3: Participação das concessionárias no total da potência (MW) das usinas com concessões já prorrogadas conforme artigo 19 da Lei 9.074/95**

A tentativa frustrada da venda da Cesp pelo governo paulista em junho de 2008 expôs o problema do fim das concessões no segmento de geração. A Cesp conta com um complexo de seis usinas hidroelétricas, totalizando uma potência de 7.455 MW, sendo que as usinas Ilha Solteira (3.444 MW) e Jupia (1.551 MW)<sup>10</sup> têm o fim da concessão

<sup>10</sup> Site: [www.cesp.com.br](http://www.cesp.com.br)

em 2015 e respondem por 67% da potência total. A incerteza da prorrogação da concessão destas usinas causou a desistência de empresas interessadas na companhia levando ao fracasso o leilão de privatização. Foi solicitado ao Ministério de Minas e Energia que o fim das concessões destas duas usinas hidroelétricas fosse em 2024, mas a renovação não foi aprovada.

A partir de então, teve início uma grande mobilização dos agentes do setor na discussão sobre o tema. O CNPE, responsável pela formulação da política energética nacional, criou o Grupo de Trabalho<sup>11</sup> com o objetivo de elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios aplicáveis à situação das usinas hidroelétricas amortizadas ou depreciadas.

## **5.2. A Origem da Questão das Prorrogações**

No modelo de Livre Mercado (1995 a 2003), sob o governo Fernando Henrique Cardoso, o objetivo era de privatizar o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e permitir que sua expansão fosse orientada basicamente pelos sinais de mercado com relação à demanda futura de energia elétrica.

O artigo 175 da Constituição Federal de 1988 diz que é preciso ganhar uma licitação para ser concessionário de serviço público e atribui à legislação ordinária a tarefa de disciplinar as prorrogações das mesmas. Este artigo foi regulamentado em 1995 com a promulgação da Lei 8.987 de 13/02/1995, conhecida como Lei Geral das Concessões. Regras mais específicas para as concessões de energia elétrica foram criadas pela lei 9.074 de 07/07/1995 que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões de serviços públicos.

Ficou estabelecido que as novas concessões de usinas hidroelétricas, outorgadas a partir de 1995, teriam duração de trinta e cinco anos, prorrogável por igual período<sup>12</sup>.

---

<sup>11</sup> Por meio da Resolução CNPE nº4, de 13/05/08.

<sup>12</sup> Com base no texto original do art. 4 da Lei 9.074/95.

Como um dos principais mecanismos da construção do novo modelo era a privatização, para aumentar a atratividade dos ativos, era interessante aumentar os prazos dos contratos de concessões das empresas a serem vendidas. Assim, a legislação permitiu que no ato da alienação os compradores dos ativos assinassem novos contratos de concessão com a União com validade de trinta anos e cláusula de prorrogação por igual período<sup>13</sup>.

Já as concessões existentes antes de 1995 e detidas por empresas que eventualmente não viessem a ser privatizadas a curto ou médio prazo, foram prorrogadas por mais vinte anos. No caso das concessionárias cujo período inicialmente estipulado de 35 anos já houvesse expirado, essas prorrogações foram contadas a partir de 1995 (07/07/1995). No caso daquelas cujo período de concessão inicial ainda estivesse por vencer, as prorrogações eram contadas a partir do vencimento. Desta forma, os contratos foram firmados prevendo término das concessões a partir de 2015<sup>14</sup>.

As concessões das usinas com obras paralisadas ou atrasadas foram prorrogadas pelo prazo necessário à amortização do investimento, limitado a trinta e cinco anos<sup>15</sup>.

Abaixo a tabela com o total da potência das usinas que as concessões já foram prorrogadas e o relativo ano do término da concessão.

ANO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2023	2024	2025
MW	18.250,5	286,6	2.144,4	4,3	30,0	30,0	643,9	2.156,0	148,1	1.873,0

ANO	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2035	TOTAL
MW	54,7	250,0	1.750,0	1.483,3	2.690,0	1,3	1.140,0	279,5	720,0	33.935,5

**Tabela 6: Ano de término das concessões já prorrogadas pelo total de potência instalada (MW)**

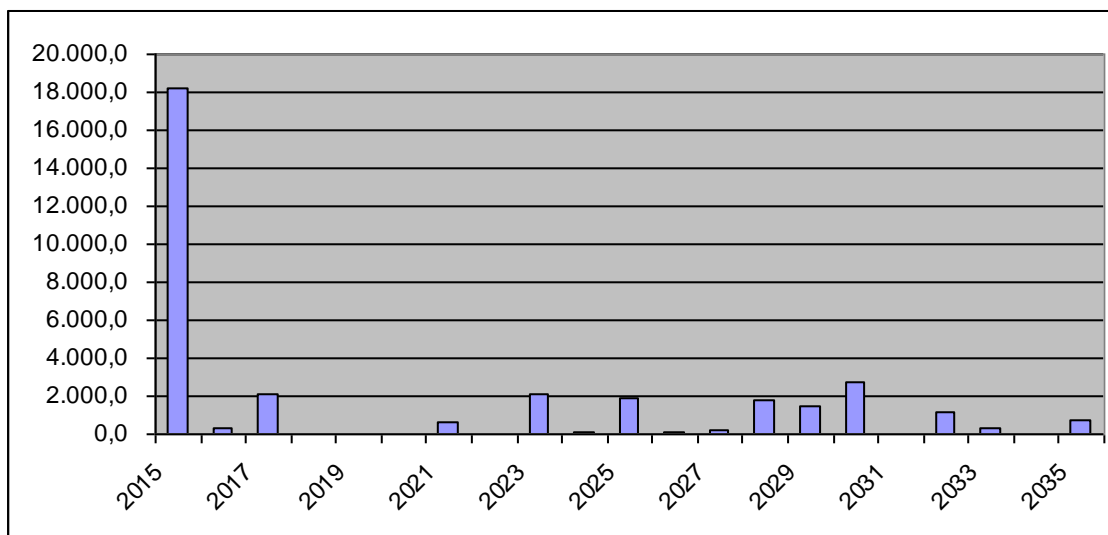
O ano de 2015 é o termo final das concessões de aproximadamente 23% da capacidade instalada do parque hidroelétrico do país (78.000 MW<sup>16</sup>). E cerca de 44% da capacidade instalada do parque hidroelétrico ou 31% da capacidade instalada do país já tiveram as concessões prorrogadas e estas vencem entre 2015 e 2035.

<sup>13</sup> Com base nos arts. 27 a 30 da Lei 9.074/95.

<sup>14</sup> Com base no art. 19 da Lei 9.074/95.

<sup>15</sup> Com base no art. 20 da Lei 9.074/95.

<sup>16</sup> Fonte: BIG Aneel.



**Gráfico 4: Ano de término das concessões já prorrogadas pelo total de potência instalada (MW)**

Essa base legal foi construída tendo o horizonte de que o principal instrumento para a adequação das concessões delegadas por decreto antes da promulgação da Constituição ao modelo contratual previsto na Lei 8.987/95 seria a privatização das concessionárias. Uma vez privatizadas, geradoras firmariam novos contratos com longos prazos de concessão como estava previsto na reestruturação do setor elétrico.

Após a crise com o racionamento de 2001 e a posse do novo presidente Luiz Inácio Lula da Silva em 2003, o SEB passou por nova reestruturação. No Novo Modelo (2004) há a retomada do papel do Estado no planejamento da expansão do setor e na organização do mercado de contratação de energia. Mas os objetivos de desverticalização do setor e de intensificar a competição nos segmentos de geração e comercialização não foram alterados.

A Lei 10.848 de 24/03/2004 incluiu uma modificação dos dispositivos sobre outorgas e prorrogações de concessões de energia elétrica instituídos pela Lei 9.074/95, para aumentar a contestabilidade deste segmento. Para as concessões outorgadas entre 7/7/1995 e 11/12/2003 foi mantido o prazo de trinta e cinco anos e reduzido para vinte anos o prazo de prorrogação. Para as concessões outorgadas a partir de 11/12/2003 foi mantido o prazo de trinta e cinco anos e retirado o direito de solicitar prorrogação.

Essa mesma lei revogou o artigo 27 da lei 9.427/96<sup>17</sup>, eliminando a base legal para inserção, pela Aneel, de cláusula de prorrogação nos contratos de concessão.

Essa forma de organização do setor elétrico impactou especialmente no futuro das antigas concessionárias estatais das esferas federal, estadual e municipal que não foram privatizadas. No momento em que tiveram suas concessões prorrogadas por mais vinte anos, a expectativa era de que estes ativos viessem a ser privatizados, o que faria com que passassem a contar com novos termos de concessão, em consonância com o espírito então vigente de maximizar o valor dos ativos, objeto de privatização. Esse encaminhamento não foi mais adotado no Novo Modelo como mostra o caso da Cesp. Assim, surgiram questionamentos com base em interpretações controversas sobre o tratamento a ser dado à questão das renovações das concessões de energia elétrica.

Kelman (2009) transcreve parte do memorando 138/04 da Aneel que explica que no cenário original, de concessões de serviço público de geração, no modelo de tarifas pelo custo, era assegurada uma rentabilidade fixa ao investidor da concessão, rentabilidade vinculada aos investimentos e custos operacionais associados ao empreendimento. Assim, era natural a prorrogação da concessão, onde o concessionário receberia apenas os custos associados à operação e manutenção e a remuneração associada aos mesmos, já que os ativos vinculados à geração estariam depreciados. Desta forma o interesse público seria assegurado e a modicidade tarifária favorecida.

Com modelo de Livre Mercado, o regime da remuneração garantida acabou, a definição das tarifas a partir dos custos de geração também e foi introduzida a livre comercialização de energia. Neste modelo, as concessões eram licitadas gerando receitas para União e, após as licitações, as instalações de geração estavam liberadas para competir com os novos produtores, sendo que os preços eram resultado do encontro entre oferta e demanda. Acreditava-se, que o interesse público estava preservado pela devolução à sociedade dos recursos pagos pelo direito de explorar os bens revertidos e pelos benefícios advindos do processo competitivo.

---

<sup>17</sup> Lei 9.427/96, art. 27. Os contratos de concessão de serviço público de energia elétrica e de uso de bem público celebrados na vigência desta Lei e os resultantes da aplicação dos arts. 4 e 19 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, conterão cláusula de prorrogação da concessão, enquanto os serviços estiverem sendo prestados nas condições estabelecidas no contrato e na legislação do setor, atendam aos interesses dos consumidores e o concessionário o requeira.



Com o Novo Modelo, foram criados os ambientes de contratação regulada e livre, sendo que no primeiro a contratação ocorre através de leilão. Os preços do leilão de energia velha são resultado do processo competitivo e são superiores aos custos ligados a operação e manutenção das instalações. Igualmente os valores de venda de energia no mercado livre são superiores aos custos de operação e manutenção das usinas cujos ativos estão depreciados. Desta forma, a prorrogação das concessões no cenário atual pode representar uma transferência de renda entre os consumidores e a sociedade em geral para aqueles agentes que venham a ter suas concessões prorrogadas.

### 5.3. Legislação

Não existe base legal hoje para a prorrogação das concessões de geração de energia elétrica existentes em 08/07/95 que já foram prorrogadas com base na Lei 9.074/95. As disposições constitucionais e legais vigentes exigem a realização de licitações para a outorga das referidas concessões. Faltaria definir as regras do processo de reversão, no qual a União remunera investidores de recursos ainda não amortizados ou depreciados e o cronograma de realização dessas alienações. Além é claro, da definição das regras para a realização destas licitações.

Segundo Batista (2009) existem três correntes sobre a interpretação do artigo 175 da Constituição Federal<sup>18</sup>:

- A primeiro não admite prorrogação do prazo de concessão de serviço público;
- A segunda vislumbra a possibilidade de prorrogação, se prevista em lei, desde que a concessão resulte de licitação, vedando-se a prorrogação de concessões não licitadas;

---

<sup>18</sup> CF/1998, Art. 175: Incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - política tarifária;

IV - a obrigação de manter serviço adequado.

- A terceira considera possível a prorrogação em qualquer hipótese, inclusive de concessões não licitadas, desde que a prorrogação esteja prevista em lei.

Conforme a segunda corrente seria necessária uma emenda à Constituição para possibilitar nova prorrogação de concessões não licitadas. Já para a terceira corrente seria suficiente a previsão, em lei ordinária, de uma prorrogação específica dessas concessões.

Existe a alternativa da exploração direta pela União dos serviços públicos segundo o artigo 175 da Constituição, após o término das concessões atuais, por intermédio de sua outorga a empresas federais, em substituição ao regime de concessão. Mas as subsidiárias da Eletrobrás, como sociedades de economia mista, só podem atuar como concessionárias de serviço público. Não podem, portanto, explorar diretamente a geração de energia elétrica. E, além disso, esta alternativa distorceria os fundamentos de competitividade no segmento de geração do setor elétrico inseridos na primeira reestruturação do SEB a partir de 1995.

#### **5.4. Importância de Resolver este Tema**

Todos os agentes do setor concordam que uma solução é urgentemente necessária, e que essa solução não deve introduzir sinais econômicos equivocados que perturbem o funcionamento do mercado de energia elétrica.

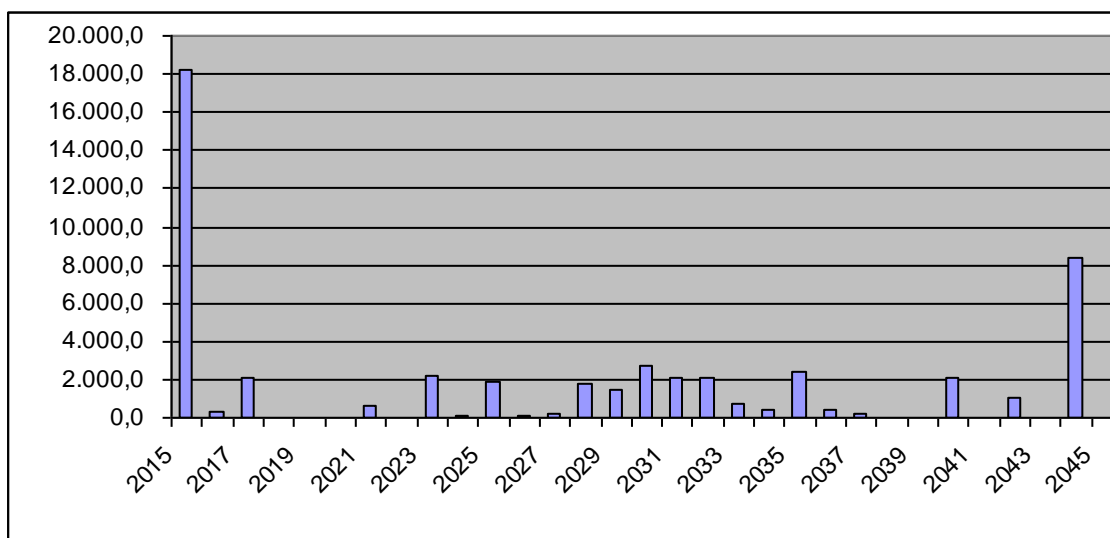
A demora na decisão do governo federal entre a prorrogação das concessões ou a licitação destas concessões gera grande incerteza no setor. Esta situação pode provocar a queda de investimentos no setor já que as empresas não têm uma definição do que vai ocorrer no futuro próximo, pode provocar a desvalorização das concessionárias que dependem das receitas dos ativos e pode resultar em um quadro de escassez de energia elétrica na próxima década.

De acordo com Laffont e Tirole (1993) a perspectiva da incumbente em ser substituída diminui o incentivo de investir em capital, pois este pode não ser transferido ao preço

correto. Uma importante definição do governo é, portanto, a regra de reversão no caso das concessões não serem prorrogadas.

O governo federal precisa, portanto, resolver rapidamente esta questão e estabelecer regras claras e transparentes para o que for decidido.

O número de concessões atingidas por esta decisão é bastante significativo, pois existem concessões não licitadas que ainda não foram prorrogadas e podem ser com base na Lei 9.074. Incluindo estas concessões e considerando 20 anos de prorrogação, pode-se falar que aproximadamente 50% da capacidade instalada do país terão suas concessões vencendo entre 2015 e 2045. Este número é consideravelmente maior do que os 20% que está sendo divulgado nos fóruns de discussão e na mídia. O gráfico 5 mostra a quantidade de potência em MW pelo ano que terminam as concessões. No ano de 2044 terminará a concessão da Usina Hidroelétrica do Tucuruí com 8.370MW de potência instalada pertencente a Eletronorte.



**Gráfico 5: Ano de término das concessões já prorrogadas pelo total de potência instalada (MW)**

Outra preocupação se deve ao fato de que os contratos de energia velha de diversas geradoras começam a vencer em 31-12-2012, liberando nesta data no mercado cerca de nove mil MW médios. A tabela 7 mostra o montante de energia por empresa geradora negociado nos leilões de energia existente para atendimento dos mercados cativos das distribuidoras e as respectivas datas de término dos contratos.

Os volumes vendidos nesses leilões de energia existentes entre as empresas geradoras e distribuidoras pertencem em sua maioria (mais de 80%) às empresas que tem parte significativa de seus ativos de geração com concessão vencendo a partir de 2015. Desta forma, o processo de reconstrução de parte significativa desse bloco de energia, a partir do final de 2012, passa a depender das decisões que serão tomadas para o futuro destas concessões.

Término do Contrato Empresas	31-12-2012 (1º Leilão)	31-12-2013 (1º Leilão)	31-12-2014 (1º Leilão)	31-12-2014 (5º Leilão)	31-12-2015 (2º Leilão)	31-12-2016 (4º Leilão)	Total	Participação Relativa (%)
FURNAS	3.076	2.527	150	-	-	281	6.034	30,6%
CHESF	2.500	1.054	138	130	450	80	4.352	22,1%
CESP	800	1.178	20	-	170	120	2.288	11,6%
COPEL GERAÇÃO	980	368	81	-	80	245	1.754	8,9%
ELETRONORTE	672	328	550	50	90	-	1.690	8,6%
CEMIG	-	927	-	-	105	-	1.032	5,2%
LIGHT	380	130	-	-	-	-	510	2,6%
DUKE	214	58	218	-	-	-	490	2,5%
CEEE	260	152	-	15	-	9	436	2,2%
TEC	-	-	-	-	150	190	340	1,7%
TRACTEBEL	-	-	10	-	-	191	201	1,0%
CGTEE	-	-	-	-	104	35	139	0,7%
CDSA	-	-	-	-	133	-	133	0,7%
EMAE	85	33	5	-	-	3	126	0,6%
ESCELSA	87	27	-	-	-	-	114	0,6%
CELPA	-	-	-	-	23	-	23	0,1%
ENERSUL	-	-	-	-	20	-	20	0,1%
CEB	-	-	-	-	-	12	12	0,1%
CELG G - T	-	-	-	9	-	-	9	0,0%
Total	9.054	6.782	1.172	204	1.325	1.166	19.703	100,0%

**Tabela 7: Montante de Energia em MW médios por Geradora e por data de Vencimento**

**dos Contratos**

Fonte: CCEE

A não tomada destas decisões gera incerteza com relação à extensão em que este bloco de energia existente irá contribuir para a modicidade tarifária, o que afeta diretamente os consumidores. Estes preços módicos das aquisições efetuadas nos leilões de energia existente junto com preços bem mais elevados das aquisições efetuadas nos leilões de energia nova formam o *mix* de preço para o mercado de consumidores cativos das distribuidoras. No momento em que muitos dos detentores das concessões produtoras de energia existente já estão negociando com os consumidores livres, parte deste volume que será descontratado a partir de 2012<sup>19</sup>, o abastecimento do mercado de consumidores cativos pode ser comprometido. Por isso as autoridades precisam decidir

<sup>19</sup> As empresas estatais federais são proibidas de negociar no ambiente de contratação livre.

o mais rápido possível os rumos a serem dados, tanto para o processo de renovação das concessões como para os leilões futuros de energia existente.

### **5.5. Posicionamentos sobre o Tema**

A Associação Brasileira das Concessionárias de Energia Elétrica (ABCE), a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE), a Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica (ABIAPE) e a Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE), partindo da premissa de que não existe base legal que permita uma segunda prorrogação das concessões sem licitação, considera necessária uma mudança na legislação ordinária. E esta prorrogação deve ser onerosa como forma de transmitir ao usuário do serviço os benefícios da amortização de grande parte dos investimentos já realizados, em observância ao princípio da modicidade tarifária. As formas de operacionalização dessa onerosidade são variadas.

O Grupo de Trabalho do CNPE não se posiciona entre licitar ou prorrogar as concessões a vencer em 2015, considerando ambas viáveis. Considera a licitação a solução de menor risco jurídico, pois garante a isonomia na disputa pelos interessados em nova outorga e assegura a modicidade tarifária. Mas não deixa de apontar para o considerável risco político (pressão contrária por parte das estatais federais e estaduais). Entende que a viabilização de nova prorrogação deve ser mediante alteração da Constituição e/ou através de lei ordinária. Descarta a possibilidade de uma prorrogação sem encargos adicionais ao concessionário e considera a prorrogação condicionada a inserção de novas obrigações contratuais ao concessionário proporcionando redução tarifária.

Batista (2009) sugere que se recoloque a questão da desverticalização do setor para a devida avaliação neste momento em que se busca uma alternativa política/jurídica/legal para a prorrogação condicionada.

A desverticalização do setor elétrico brasileiro não se completou, pois os serviços de geração e transmissão permanecem nas empresas estatais (federais e estaduais, à exceção da Cesp), todas com concessões a vencer em 2015. A efetiva separação das

atividades de geração e transmissão pode propiciar vantagens e benefícios aos consumidores de energia elétrica. Isso ocorre pela via da revisão tarifária das transmissoras estatais (segmento regulado) sem contaminação de custos por atividades competitivas, pois a desverticalização reduziria a assimetria de informações entre o regulador (Aneel) e as empresas transmissoras reguladas. E ocorre também pela minimização do uso abusivo de poder de mercado de uma empresa com ativos de geração e transmissão em submercados com preços diferenciados.

Batista (2009) também não se posiciona entre licitar ou prorrogar as concessões a vencer em 2015, apenas estuda a possibilidade da renovação. Ele recomenda a via constitucional para a implementação das mudanças que viabilizem uma nova prorrogação condicionada das concessões no setor elétrico.

Kelman (2009) se posiciona contrariamente a prorrogação não onerosa das concessões de geração de energia elétrica. Como os ativos de geração em questão já foram amortizados graças aos pagamentos realizados por consumidores de todo Brasil, a prorrogação de suas concessões beneficiaria somente aos acionistas das empresas concessionárias ao invés de todos os consumidores.

Kelman (2009) defende que no caso de prorrogação das concessões isto não ocorra pela via da legislação ordinária. Na sua interpretação, o legislador ordinário, ao aprovar a Lei 9074/1995 – que admite uma prorrogação de concessão de geração pelo prazo máximo de vinte anos – elaborou uma cláusula de transição para a CF/1988, ou seja, como o texto constitucional estabeleceu que todas as concessões seriam licitadas, mas não estabeleceu prazos, coube ao legislador dar um senso de praticidade à vontade do constituinte. Não seria adequado, portanto, perpetuar esta cláusula de transição.

Kelman (2009) aponta a idéia de reduzir significativamente as energias asseguradas dessas usinas para o novo período de concessão, independente de quem venha a ser o concessionário, com o objetivo de aumentar a segurança do sistema. Isso porque se parte da energia assegurada hoje existente for esterilizada, a contratação de novas usinas certamente ocorrerá, pois as distribuidoras e os consumidores livres se verão na contingência de contratar nova energia assegurada para substituir a que foi esterilizada.

O coordenador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) da UFRJ, Nivalde de Castro, sugere a renovação das concessões com a criação de um mecanismo para diminuição das tarifas em vigor. Para ele, caso a licitação dos ativos de geração com concessões que terminam a partir de 2015 se dê automaticamente ao término dos contratos, o país enfrentará riscos significativos. De um lado, atrairá grande volume de recursos do mercado para o leilão de usinas velhas desestimulando o investimento em novas usinas. De outro, haverá impactos sérios em toda estrutura de tarifas do sistema elétrico, que ficará em função dos novos contratos.

## **5.6. Opções**

Neste tópico são apresentadas possíveis soluções para a questão aqui apresentada do fim das concessões em 2015 que já foram prorrogadas.

Na primeira opção seria criada uma empresa estatal federal para gerir diretamente todos os ativos de geração de energia elétrica revertidos em favor da união com o fim das concessões. Os empregados das empresas estatais, com o fim das concessões, passariam a fazer parte do quadro de funcionários desta nova empresa. E a Reserva Global de Reversão (RGR), criada com a finalidade de prover recursos para os casos de reversão e administrada pela Eletrobrás, seria utilizada para este fim. Este encargo é incluído compulsoriamente na tarifa de energia elétrica paga pelo consumidor.

Segundo Chang, Hevia, Loayza (2009) ciclos de privatização e estatização são observados na América Latina incluindo o Brasil e a estatização é mais provável quando a desigualdade é endêmica no país, e especialmente quando as rendas de empresas de utilidade pública ou que exploram recursos naturais são percebidas como beneficiando apenas uma minoria. Como é o caso da concessão do uso do bem público para geração de energia por empresas mistas de capital aberto como a Eletrobrás, Cemig e Cesp. Os acionistas destas empresas seriam beneficiados com a prorrogação destas concessões e no caso da estatização a sociedade como um todo é beneficiada.

Na segunda opção ocorreria nova prorrogação através de emenda constitucional para evitar questionamentos jurídicos futuros, e a prorrogação seria feita de forma

condicionada, ou seja, seriam exigidas contrapartidas às atuais concessionárias para que os contratos repactuados sejam onerosos. Além disso, o preço da energia voltaria a ser igual seu custo marginal.

Como definido por Guash, Laffont e Straub (2003), a concessão de um único ativo é o direito de obter o fluxo de caixa dos recebimentos dos usuários do serviço em questão por um tempo limitado. A concessão do uso do bem público para geração de energia elétrica é o direito de obter o fluxo de caixa dos recebimentos pela venda desta energia no mercado livre ou regulado por determinado prazo. Com a prorrogação, aumenta-se o tempo de exploração de uma usina hidroelétrica pela concessionária aumentando o período de recebimentos e assim, deve-se exigir em troca algum benefício para a sociedade.

A emenda constitucional estabeleceria a possibilidade de prorrogação condicionada a novas exigências, e a lei ordinária estabeleceria apenas a forma e as condições desta renovação. As exigências poderiam ser a exigência de melhor qualidade do serviço e o recolhimento de algum encargo para que ele vá para algum fundo e possa reduzir os encargos setoriais como o ESS (Encargos de Serviços do Sistema) contribuindo para a modicidade tarifária.

Assim, apesar dos ativos não estarem sendo licitados, a prorrogação também traria benefícios para o consumidor.

Com a Lei 10.848/2004 o preço da energia elétrica para os consumidores cativos passou a ser uma média entre os preços dos leilões de energia existente e dos leilões de energia nova. Ou seja, o preço não é igual ao custo marginal e sim ao custo médio de aquisição de energia pelas distribuidoras. Esta é uma sinalização errada ao consumidor na sua decisão de consumir ou não energia adicional. Como não é economicamente salutar impor restrições artificiais à livre formação de preços, haveria uma alteração na legislação ordinária para não haver mais distinção entre energia nova e velha nos leilões de aquisição de energia e assim, os preços convergiriam para os custos marginais. Ou seja, o preço seria proporcional ao custo da energia nova. Como o custo da energia nova é bem superior ao custo da energia velha, isso não ajudaria a modicidade tarifária. E os



concessionários das usinas de energia velha, já totalmente amortizadas, poderiam auferir lucros extraordinários.

A questão seria, então, capturar esses lucros extraordinários, desviando-os dos acionistas para a sociedade. Isso poderia ser feito através de uma obrigação de reinvestimento destes lucros no setor elétrico através do aumento da capacidade de geração do setor.

Na terceira opção seria tudo igual à segunda, exceto pelo preço da energia que se manteria igual ao custo médio conforme legislação ordinária vigente. Ou seja, permaneceria a impossibilidade de que usinas velhas possam competir com usinas novas. Não haveria, portanto a preocupação com lucros extraordinários das concessionárias de ativos amortizados.

Mesmo que destinada a reequilibrar a equação econômico-financeira, a imposição de novos deveres ao concessionário como contrapartida da prorrogação não supera uma questão fundamental, a de definir se um terceiro não seria capaz de formular proposta mais vantajosa para obter a concessão.

Segundo Laffont e Tirole (1993), a licitação da concessão pode ser repetida no tempo para permitir a entrada de outra firma mais eficiente.

Na quarta opção, seria feita a licitação para nova outorga. A licitação pelo menor preço para prestação do serviço público tem como principal qualidade à verificação se um terceiro é capaz de formular proposta mais vantajosa para obter uma concessão.

Com a licitação, os ganhos econômicos provenientes da amortização dos empreendimentos seriam repassados para o consumidor, pois se a vencedora da licitação oferecer preço abaixo do atualmente praticado, estará compartilhando com os consumidores parcela da renda excedente destes empreendimentos já amortizados.

A realização do processo de licitação deve ser precedida da reversão dos ativos ao poder concedente e do ressarcimento ao antigo concessionário dos investimentos não amortizados. Mas esta não é uma questão de extrema importância no segmento de

geração de energia elétrica, pois não há praticamente investimentos não amortizados nas concessões em questão.

Existem duas questões contrárias a licitação. A primeira é que se no processo licitatório os atuais concessionários estatais sofrerem perdas de usinas importantes existirão empresas “ocas”. Ou seja, a empresa ficará sem suas usinas hidroelétricas, mas permanecerão com seus funcionários, prédios, carros e etc. E a segunda é que diante das dificuldades para levantar um projeto no Brasil, muitos vão querer comprar empreendimentos prontos, desviando recursos de novos empreendimentos e comprometendo a expansão da capacidade de oferta do SEB.

Uma alternativa possível seria garantir preferência ao concessionário incumbente em uma disputa da outorga mediante licitação, o que certamente contribuiria para redução destes riscos mencionados. Klein (1998) argumenta que um viés em favor do incumbente pode ser recomendável, pois na prática a maioria dos ativos pode ser transferida para o vencedor. Este poderia contratar o capital humano específico em adição a usina hidroelétrica.

Caso o incumbente não vença o leilão mesmo assim, os empregados relacionados ao ativo leilado poderiam ser contratados pelo novo concessionário com estabilidade no emprego por certo período. Já os acionistas privados da antiga empresa concessionária estavam cientes de que possuíam ações de uma empresa que tinha o direito a uma concessão de serviço público por tempo determinado. Assim, o preço das ações reflete esta possibilidade de não renovação das concessões via licitação.

Na quinta e última opção seria feita à licitação do controle das empresas proprietárias das usinas. Esta licitação seria pelo menor preço a ser cobrado pela energia gerada pelas usinas da empresa que está sendo privatizada. No ato da alienação os compradores das empresas assinariam novos contratos de concessão com a União com validade de trinta anos sem cláusula de prorrogação. Esta solução evitaria o problema de empresas estatais sem ativos e com alto passivo trabalhista já que a empresa por inteiro seria licitada e não suas usinas individualmente.

De acordo com Pinheiro (1996), a privatização no Brasil levou a uma substancial melhoria do desempenho das antigas estatais aumentando o nível de produção das empresas, a eficiência, a lucratividade e estimulou um aumento dos investimentos e da propensão a investir. A transferência para o setor privado das empresas estatais de eletricidade pode, portanto, auferir benefícios para o país. Mas é importante que junto à privatização haja estímulo à competição e mecanismos eficientes de regulação.

Então, as possibilidades apresentadas são:

1. Não licita e não prorroga a concessão. A União passa a realizar diretamente a prestação do serviço público de geração de energia elétrica através de nova empresa estatal federal.
2. Não licita e através da via constitucional prorroga as concessões de forma onerosa. E altera o leilão de energia existente de tal maneira que o preço seja igual ao custo marginal de energia e não igual ao custo médio.
3. Não licita e através da via constitucional prorroga as concessões de forma onerosa. Mantém as regras do leilão de energia existente.
4. Licita cada usina hidroelétrica.
5. Licita o controle das empresas proprietárias das usinas.

## 6. CONCLUSÃO

A principal motivação por trás da reestruturação do setor elétrico com a implantação do Modelo de Livre Mercado foi criar condições para atrair o capital privado de forma a reverter à queda do investimento observada no setor. Essa queda ocorreu devido à crise financeira da União e dos Estados, a má-gestão das empresas de energia e a inadequação do regime regulatório no Modelo Centralizado.

Outro problema é o custo marginal ascendente de expansão da geração, devido à crescente distância entre os locais propícios à geração hidroelétrica e o mercado consumidor, o custo mais elevado da termoeletricidade e o custo de atender às exigências da legislação ambiental.

O novo modelo regulatório realçava a introdução de uma estrutura de mercado competitiva nos segmentos de geração e comercialização de energia. Isso se refletiu na desverticalização do setor, na restrição da concentração de mercado e na liberalização de um número crescente de consumidores livres.

Por mais que a privatização tenha melhorado a qualidade e a eficiência do setor, a expansão da geração continuou em ritmo lento. A curva de custos positivamente inclinada e a presença de incumbentes integradas verticalmente, influentes e com acesso a energia barata (Furnas, Chesf, Eletronorte, Cemig e Copel) barraram a entrada de novos investidores privados.

Com a introdução do Novo Modelo passou a existir um modelo misto com a convivência entre empresas estatais e privadas já que retornar a um modelo liderado pelo investimento estatal não era factível e o modelo de privatização era politicamente inviável no governo Lula.

Foi implementado o ambiente livre e o regulado. No ACL os preços são livremente negociados e, portanto existe competição. No ACR os contratos de comercialização são resultantes de leilões, assim, a competição só ocorre no momento do leilão. Neste ambiente há a separação entre energia nova e velha, remuneradas com tarifas diferentes, sendo que o consumidor paga uma média desses custos. Desta forma, está sendo

possível expandir a geração do setor atraindo capital privado e alcançar o objetivo da modicidade tarifária.

Atualmente a expansão do parque gerador está ameaçada pela indefinição do governo em relação ao término do período das concessões de geração de energia elétrica outorgadas antes de 1995 e que foram prorrogadas uma vez por vinte anos com prazo final a partir de 2015.

O governo do presidente Lula aumentou a contestabilidade do segmento de geração ao diminuir o prazo da prorrogação das concessões outorgadas após 1995 e retirando o direito de prorrogação das concessões outorgadas após 2003. Para se manter nesta direção, o governo não optaria por prorrogar pela segunda vez as concessões que vencem a partir de 2015.

A opção sendo a licitação destas concessões, os interessados em obter a concessão para exploração das usinas hidroelétricas já amortizadas disputariam pelo critério de seleção do menor preço. A Reserva Global de Reversão seria utilizada para a reversão dos ativos ao poder concedente para então, começar o processo de licitação das concessões.

Para resolver o problema de que os contratos de energia velha terminam a partir do final de 2012, um leilão de energia existente deveria ser realizado com o produto 2013-03: duração de três anos com suprimento de 01/01/2013 à 31/12/2015.

Mas se um dos objetivos do Novo Modelo realmente fosse a maior contestabilidade dos contratos de concessão, uma série de processos prévios à licitação já deveria estar em curso como o detalhamento das regras de reversão. Fica evidente, portanto, que o desenho institucional do SEB ainda não está plenamente consolidado.

Os agentes do setor acreditam que o governo decidirá a favor da prorrogação, pois não quer incorrer no alto custo político da transição de um concessionário estatal para outro, seja público ou privado. Quanto mais próxima à eleição de 2010, mais difícil, custosa e arriscada se torna a decisão de dar uma solução para as usinas hidroelétricas com concessões a vencer a partir de 2015.

Como os investimentos nas hidroelétricas com as concessões expirantes já foram total ou parcialmente amortizados pelos pagamentos feitos pelos consumidores ao longo dos anos, a diferença entre o preço de venda da energia e os correspondentes custos de produção deveria beneficiar todos os consumidores e não os acionistas da concessionária. Por isso o governo tende a impor algum ônus ao concessionário no caso de prorrogação. E como a preocupação do atual governo é a modicidade tarifária, algum acordo diminuindo a tarifa deve ser realizado.

Mas se a decisão for pela prorrogação uma emenda à Constituição é necessária para evitar questionamentos jurídicos futuros. E esta alteração não é um procedimento simples e rápido. Além disso, é preciso definir como será no futuro quando o tempo da segunda prorrogação terminar evitando a insegurança vivida no setor atualmente.

Uma outra alternativa possível seria a re-estatização do setor. Para esta opção não seria necessária nenhuma mudança na Constituição, que prevê, após o término das concessões atuais, a exploração direta da União em substituição ao regime de concessão. Seria então criada uma empresa federal que absorveria ou não os empregados associados às usinas em questão.

A privatização das usinas hidroelétricas já amortizadas por mais que desviem recursos de novos empreendimentos é a solução mais adequada para estimular o investimento privado. Ela elimina barreiras à entrada ao eliminar a ameaça de concorrer com as empresas com poder de mercado (como Furnas, Chesf, Eletronorte, Cemig e Copel) e cria condições para o pleno exercício do papel regulador do Estado, liberando-o da atividade produtiva.

Junto a isso, as restrições artificiais à livre formação de preços seriam eliminadas e não existiria mais a distinção entre energia nova e velha. Se as tarifas fossem elevadas a níveis compatíveis com o custo marginal de expansão do sistema de energia elétrica, que é positivamente inclinado, os preços de energia deveriam aumentar com o tempo independente do modelo ou da estrutura de propriedade.

A questão é que mesmo se fosse possível realizar privatizações no governo Lula esta solução não vai de encontro ao objetivo do atual governo de alcançar a modicidade tarifária.

A oferta de energia elétrica não pode ser um gargalo ao crescimento econômico do país. Para que isto não ocorra deve-se expandir a capacidade de geração de energia. E para isso, é necessário que esta questão do fim das concessões seja resolvida.

A rápida decisão é importante porque os investimentos no setor são de longo prazo e diante da indefinição, alguns empreendedores acabam adiando seus projetos ou encontram dificuldades para captar recursos. Além disso, os contratos de venda de energia das usinas cujas concessões estão para vencer terminam já a partir do final de 2012. A indefinição de regras torna complicada a negociação desse bloco de energia.

Desta forma, independentemente da opção, deve haver uma decisão rápida por parte do governo federal em que haja uma definição clara, isonômica e duradoura das regras relativas ao tema, que traga maior segurança jurídica ao setor e que seja capaz de conciliar os objetivos do atual governo de modicidade tarifária, prestação adequada dos serviços e expansão segura da oferta de energia.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARMSTRONG, M.; COWAN, S.; VICKERS, J. **Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience**. Cambridge. The MIT Press, 1994.

BARROS, M.; MELLO, M.F.; RODRIGUES, B.D.; SOUZA, R.C. **Métodos de Apoio à Decisão Estratégica de Contratação em Leilões de Energia**. Relatório de Pesquisa, Instituto de Energia PUC-Rio. Rio de Janeiro, fev. 2007.

BONINI, M.R. **Setor Elétrico Brasileiro: O Problema do Prazo das Concessões**. Nota Técnica. FUNDAP. São Paulo, n. 1, nov. 2009.

BATISTA, R.O. **Debate sobre uma segunda prorrogação de concessões no setor elétrico (sem licitação): Verdades, Meia-Verdades e Pontos para Reflexão**. Direito Regulatório da Energia Elétrica, UnB, jan. 2009.

CHANG, R.; HEVIA, C., LOAYZA, N. **Privatization and Nationalization Cycles**. Jul, 2009. Policy Research Working Paper Series. The World Bank. Washington, D.C., n.5029, ago. 2009.

COOPERS & LYBRAND. **Relatório Consolidado Etapa IV – 1. Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Volume I: Sumário Executivo. Eletrobrás, Ministério de Minas e Energia, jun. 1997.

COSTA, R.C.; PIEROBON, E.C. **Leilão de Energia Nova: Análise da Sistemática e dos Resultados**. BNDES Setorial. BNDES. Rio de Janeiro, mar. 2008.

CRAMPES, C.; ESTACHE, A. **Regulatory trade-offs in the design of concession contracts**. Policy Research Working Paper Series. The World Bank. Washington, D.C., n.1854, ago. 1997.

ELETROBRÁS. **Plano Decenal de Expansão 1999/2000**. GCPS, 1998.

FADUL, E. M. C. **Regulação de Serviços Públicos num Contexto de Reforma do Estado e Privatização no Brasil: Impactos no Setor de Energia Elétrica**. Revista Gestão e Planejamento. Salvador, ano 5, n.10, p.48-62, jul./dez. 2004.



FERREIRA, C.K.L. **Privatização do Setor Elétrico no Brasil.** In: PINHEIRO, A.C.; FUKASAKU, K. (eds). *Privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública.* BNDES. Rio de Janeiro, abril 1999.

GUASCH, J.L. **Granting and Renegotiating Infrastructure Concessions: Doing it Right.** WBI Development Studies. The World Bank. Washington, D.C., jan. 2004.

GUASCH, J.L.; LAFFONT, J.J.; STRAUB, S. **Renegotiation of Concession Contracts in Latin America.** Policy Research Working Paper Series. The World Bank. Washington, D.C., n.3011 nov. 2003.

\_\_\_\_\_. **Infrastructure Concessions in Latin America: Government-led Renegotiations.** Policy Research Working Paper Series. The World Bank. Washington, D.C., n.3749, out. 2005.

HARSTAD, R. M.; CREW, M. A. **Franchise Bidding Without Holdups: Utility Regulation with Efficient Pricing and Choice of Provider.** Journal of Regulatory Economics, v.15, p. 141-163, mar. 1999.

KELMAN, J. **Desafios do Regulador.** Rio de Janeiro. Synergia: CEE/FGV, 2009.

KLEIN, M. **Bidding for Concessions.** Policy Research Working Paper Series. The World Bank. Washington, D.C., n.1957, ago. 1999.

LAFFONT, J.J.; TIROLE, J. **A Theory of Incentives in Procurement and Regulation.** Cambridge. The MIT Press, 1993.

MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA. **Resenha Energética Brasileira - Exercício de 2007,** out. 2008.

\_\_\_\_\_. **Resenha Energética Brasileira - Exercício de 2008 (Preliminar),** abril 2009.

\_\_\_\_\_. **Resenha Energética Brasileira - Exercício de 2009 (Preliminar),** mar. 2010.

\_\_\_\_\_. **Plano Nacional de Energia 2030,** nov. 2007.

NETO, F.A.; MELLO, M.F. (Organizadores). **Regulação da Infraestrutura no Brasil: Casos Didáticos.** Apoio: FIPE e BID. São Paulo. Editora Singular, 2008.

PINHEIRO, A.C. **Impactos microeconômicos da privatização no Brasil.** Pesquisa Planejamento Econômico. Rio de Janeiro, v.26, n.3, p. 357-398, dez. 1996.

PIRES, J.C.L. **Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.** Texto para Discussão. BNDES. Rio de Janeiro, n. 76, mar. 2000.

\_\_\_\_\_. **O Processo de Reformas do Setor Elétrico Brasileiro.** Revista do BNDES. Rio de Janeiro, v. 6, n.12, p.137-168, dez. 1999.

RESENDE, M. **Regimes Regulatórios: Possibilidades e Limites.** Pesquisa Planejamento Econômico. Rio de Janeiro, v.27, n.3, p. 641-664, dez. 1997.

SALGADO, L.H.; MOTTA, R.S. (eds). **Marcos Regulatórios no Brasil: o que foi feito e o que falta fazer.** Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA. Rio de Janeiro, 2005.

SCHUTZE, A.M. **Privatização e Competitividade em Energia: Eletricidade e Gás Natural.** Monografia. Faculdade de Economia PUC-Rio. Rio de Janeiro, dez. 2000.

VICKERS, J.; YARROW, G. **Economic Perspectives on Privatization.** The Journal of Economic Perspectives, v.5, n. 2, p. 111-132, 1991.

SITES:

[www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)

[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

[www.cesp.com.br](http://www.cesp.com.br)

**ANEXO**

**Concessões de Geração já prorrogadas com base no artigo 19 da Lei 9.074/95  
(prorrogação por 20 anos de concessões de UHE em operação ou com obras em  
curso):**

<b>Centrais Geradoras</b>	<b>UF</b>	<b>Potência MW</b>	<b>Concessionária</b>	<b>Prorrogação</b>	<b>Termo Final</b>	<b>Contrato Concessão</b>	<b>Energia Asseg.</b>
UHE Estreito (Luís Carlos Barreto de Carvalho)	MG e SP	1.050,0	FURNAS	Portaria MME 226/04	01/07/2015	004/2004	495,0
UHE Funil	RJ	216,0	FURNAS	Portaria MME 226/04	07/07/2015	004/2004	121,0
UHE Furnas	MG	1.216,0	FURNAS	Portaria MME 226/04	07/07/2015	004/2004	598,0
UHE Boa Esperança (Castelo Branco)	PI	237,3	CHESF	Portaria MME 290/04	10/10/2015	006/2004	143,0
UHE Luiz Gonzaga (antiga Itaparica)	PE	1.479,6	CHESF	Portaria MME 290/04	03/10/2015	006/2004	959,0
UHEs do Complexo Paulo Afonso	AL e BA	4.279,6	CHESF	Portaria MME 290/04	02/10/2015	006/2004	2.225,0
UHE Xingó	SE	3.162,0	CHESF	Portaria MME 290/04	02/10/2015	006/2004	2.139,0
UHE Funil	BA	30,0	CHESF	Portaria MME 290/04	07/07/2015	006/2004	15,5
PCH Pedra	BA	20,0	CHESF	Portaria MME 290/04	07/07/2015	006/2004	7,2
PCH Araras	CE	4,0	CHESF	Portaria MME 290/04	07/07/2015	006/2004	2,0
PCH Piloto	BA	2,0	CHESF	Portaria MME 290/04	07/07/2015	006/2004	
UHE Ilha Solteira	SP	3.444,0	CESP	Portaria MME 289/04	07/07/2015	003/2004	1.949,0
UHE Jupia (Engenheiro Souza Dias)	SP e MS	1.551,2	CESP	Portaria MME 289/04	07/07/2015	003/2004	886,0
UHE Jacuí	RS	180,0	CEEE	Portaria MME 278/99	16/11/2015	025/2000	123,0
UHE Passo Real	RS	158,0	CEEE	Portaria MME 278/99	16/11/2015	025/2000	68,0
UHE Canastra	RS	44,8	CEEE	Portaria MME 278/99	07/07/2015	025/2000	24,0
PCH Bugres	RS	19,2	CEEE	Portaria MME 278/99	07/07/2015	025/2000	10,0
PCH Ernestina	RS	5,0	CEEE	Portaria MME 278/99	16/11/2015	025/2000	3,6

PCH Capigui	RS	4,5	CEEE	Portaria MME 278/99	16/11/2015	025/2000	1,4
PCH Guarita	RS	1,8	CEEE	Portaria MME 278/99	16/11/2015	025/2000	1,1
PCH Herval	RS	1,5	CEEE	Portaria MME 278/99	16/11/2015	025/2000	0,3
PCH Santa Rosa	RS	1,5	CEEE	Portaria MME 278/99	16/11/2015	025/2000	0,7
PCH Passo do Inferno	RS	1,5	CEEE	Portaria MME 278/99	16/11/2015	025/2000	0,3
PCH Forquilha	RS	1,1	CEEE	Portaria MME 278/99	16/11/2015	025/2000	1,0
PCH Ijuizinho	RS	1,1	CEEE	Portaria MME 278/99	16/11/2015	025/2000	0,5
CGH Toca	RS	1,0	CEEE	Portaria MME 278/99	07/07/2015	025/2000	0,2
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari-cachoeira)	PR	260,0	COPEL	Portaria MME 195/99	07/07/2015	045/1999	109,0
PCH Mourão	PR	8,2	COPEL	Portaria MME 195/99	07/07/2015	045/1999	5,3
PCH Chopim I	PR	2,0	COPEL	Portaria MME 195/99	07/07/2015	045/1999	1,3
PCH Anil	MG	2,1	CEMIG	Portaria MME 110/97	08/07/2015	007/1997	0,8
PCH Cajurú	MG	7,2	CEMIG	Portaria MME 123/97	08/07/2015	007/1997	3,9
UHE Camargos	MG	46,0	CEMIG	Portaria MME 161/98	08/07/2015	007/1997	21,0
PCH Gafanhoto	MG	14,0	CEMIG	Portaria MME 116/97	08/07/2015	007/1997	6,7
UHE Itutinga	MG	52,0	CEMIG	Portaria MME 602/98	08/07/2015	007/1997	28,0
PCH Joasal	MG	8,4	CEMIG	Portaria MME 117/97	08/07/2015	007/1997	5,2
PCH Marmelos	MG	4,0	CEMIG	Portaria MME 114/97	08/07/2015	007/1997	1,6
PCH Martins	MG	7,7	CEMIG	Portaria MME 109/97	08/07/2015	007/1997	2,8
PCH Paciência	MG	4,1	CEMIG	Portaria MME 121/97	08/07/2015	007/1997	2,1
PCH Peti	MG	9,4	CEMIG	Portaria MME 119/97	08/07/2015	007/1997	6,5
PCH Piau	MG	18,0	CEMIG	Portaria MME 115/97	08/07/2015	007/1997	8,0
PCH Poquim	MG	1,4	CEMIG	Portaria MME 118/97	08/07/2015	007/1997	0,6
UHE Salto Grande	MG	102,0	CEMIG	Portaria MME 331/98	08/07/2015	007/1997	75,0
PCH Santa Marta	MG	1,0	CEMIG	Portaria MME 113/97	08/07/2015	007/1997	0,5

PCH Sumidouro	MG	2,1	CEMIG	Portaria MME 122/97	08/07/2015	007/1997	1,0
UHE Três Marias	MG	396,0	CEMIG	Portaria MME 111/97	08/07/2015	007/1997	239,0
PCH Tronqueiras	MG	8,5	CEMIG	Portaria MME 120/97	08/07/2015	007/1997	4,6
PCH Antas I	MG	8,8	DME	Portaria MME 200/99	07/07/2015	048/1999	
PCH Garcia	SC	8,6	CELESC	Portaria MME 224/99	07/07/2015	055/1999	7,1
PCH Ivo Silveira	SC	2,5	CELESC	Portaria MME 224/99	07/07/2015	055/1999	2,0
PCH Rochedo	GO	4,0	CELG	Portaria MME 296/99	07/07/2015	062/2000	3,0
UHE Coaracy Nunes	AP	76,0	ELETRONORTE	Portaria MME 179/97	07/07/2015	em processo	0,0
PCH Itatinga	SP	5,0	CODESP	Portaria MME 268/98	07/07/2015	em processo	0,0
PCH Ervália	MG	7,0	Zona da Mata	Portaria MME 568/98	07/07/2015	039/1999	3,2
PCH Coronel Domiciano	MG	5,0	Zona da Mata	Portaria MME 568/98	07/07/2015	039/1999	3,3
PCH Maurício	MG	1,3	Zona da Mata	Portaria MME 568/98	07/07/2015	039/1999	
PCH Xavier	RJ	6,0	CENF	Portaria MME 569/98	07/07/2015	041/1999	
PCH Catete	RJ	2,4	CENF	Portaria MME 569/98	07/07/2015	041/1999	
PCH Quatiara	SP	2,6	Quatiara Energia	Portaria MME 570/98	07/07/2015	007/1999	
PCH Pari	SP	1,3	Quatiara Energia	Portaria MME 571/98	07/07/2015	008/1999	
PCH Macaco Branco	SP	2,4	CJE	Portaria MME 572/98	07/07/2015	009/1999	
PCH Rio do Peixe	SP	18,1	CPEE	Portaria MME 573/98	07/07/2015	010/1999	
UHE Paranapanema	SP	31,5	CLFSC	Portaria MME 574/98	07/07/2015	011/1999	
PCH Rio Novo	SP	1,3	CLFSC	Portaria MME 574/98	07/07/2015	011/1999	
<b>Total 2015</b>		<b>18.250,5</b>					<b>10.315,2</b>
PCH Palmeiras	SC	24,4	CELESC	Portaria MME 224/99	07/11/2016	055/1999	13,3
PCH Bracinho	SC	16,5	CELESC	Portaria MME 224/99	07/11/2016	055/1999	8,0
PCH Cedros	SC	7,4	CELESC	Portaria MME 224/99	07/11/2016	055/1999	7,1
PCH Salto	SC	6,3	CELESC	Portaria MME 224/99	07/11/2016	055/1999	8,8
PCH Piraí	SC	1,4	CELESC	Portaria MME 224/99	07/11/2016	055/1999	0,4
UHE Marimbondo	MG e SP	1.440,0	FURNAS	Portaria MME 226/04	07/03/2017	004/2004	726,0

UHE Porto Colômbia	MG e SP	320,0	FURNAS	Portaria MME 226/04	16/03/2017	004/2004	185,0
UHE Volta Grande	MG	380,0	CEMIG	Portaria MME 112/97	23/02/2017	007/1997	229,0
PCH Pery	SC	4,4	CELESC	Portaria MME 224/99	09/07/2017	055/1999	4,0
PCH Caveiras	SC	4,3	CELESC	Portaria MME 224/99	10/07/2018	055/1999	2,5
PCH Paranoá	DF	30,0	CEB	Portaria MME 255/99	29/10/2019	065/1999	13,0
PCH Jaguari	SP	27,6	CESP	Portaria MME 289/04	20/05/2020	003/2004	14,0
PCH Salto Morais	MG	2,4	CEMIG	Portaria MME 343/00	01/07/2020	007/1997	0,8
UHE Paraibuna	SP	85,0	CESP	Portaria MME 289/04	09/03/2021	003/2004	50,0
PCH Pandeiros	MG	4,2	CEMIG	Portaria MME 124/07	22/09/2021	007/1997	2,1
UHE Salto Iporanga	SP	36,9	CBA	Portaria MME 523/01	04/11/2021	005/2002	
PCH Celso Ramos	SC	5,4	CELESC	Portaria MME 576/05	23/11/2021	055/1999	3,8
UHE Itaúba	RS	512,4	CEEE	Portaria MME 278/99	30/12/2021	025/2000	190,0
PCH Mata Cobra	RS	2,9	ELETROCAR	Portaria MME 532/00	17/01/2023	108/2000	
PCH Colorado	RS	1,1	ELETROCAR	Portaria MME 532/00	17/01/2023	108/2000	
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	PR	1.676,0	COPEL	Portaria MME 22/01	23/05/2023	045/1999	576,0
UHE Mascarenhas de Moraes	MT	476,0	FURNAS	Portaria MME 226/04	31/10/2023	004/2004	295,0
PCH Rio das Pedras	MG	9,3	CEMIG	Portaria MME 124/07	19/09/2024	007/1997	4,6
PCH Curemas	PB	3,5	CHESF	Portaria MME 290/04	25/11/2024	006/2004	2,0
PCH São Jorge	PR	2,3	COPEL	Portaria MME 249/03	03/12/2024	045/1999	1,6
UHE Emborcação	MG	1.192,0	CEMIG	Portaria MME 124/07	23/07/2025	007/1997	497,0
UHE Nova Ponte	MG	510,0	CEMIG	Portaria MME 124/07	23/07/2025	007/1997	276,0
PCH Poço Fundo	MG	9,2	CEMIG	Portaria MME 124/07	19/08/2025	007/1997	4,2
PCH São Bernardo	MG	6,8	CEMIG	Portaria MME 124/07	19/08/2025	007/1997	3,8
PCH Xicão	MG	1,8	CEMIG	Portaria MME 124/07	19/08/2025	007/1997	0,6
PCH Luiz Dias	MG	1,6	CEMIG	Portaria MME 124/07	19/08/2025	007/1997	1,0
PCH Apucarantina	PR	10,0	COPEL	Portaria MME 249/03	12/10/2025	045/1999	6,7

PCH João de Deus	MG	1,6	CIAB	Portaria MME 308/09	24/12/2025	002/2009	1,4
CGH Santa Luzia	MG	0,7	CEMIG	Portaria MME 124/07	25/02/2026	007/1997	0,0
UHE Guaricana	PR	36,0	COPEL	Portaria MME 367/05	16/08/2026	045/1999	13,6
PCH Chaminé	PR	18,0	COPEL	Portaria MME 367/05	16/08/2026	045/1999	11,6
UHE Balbina	AM	250,0	Manaus Energia	Portaria MME 371/07	28/02/2027	em processo	0,0
UHE Porto Primavera	SP	1.540,0	CESP	Portaria MME 110/08	19/05/2028	003/2004	1.017,0
UHE Samuel	RO	216,8	ELETRONORTE	Portaria MME 89/10	13/09/2029	em processo	0,0
UHE Gov. Ney Aminthas de Barro Braga (Segredo)	PR	1.260,0	COPEL	Portaria MME 331/09	15/11/2029	045/1999	603,0
PCH Derivação do Rio Jordão	PR	6,5	COPEL	Portaria MME 331/09	15/11/2029	045/1999	5,9
UHE Gov José Richa (Salto Caxias)	PR	1.240,0	COPEL	Portaria MME 331/09	04/05/2030	045/1999	605,0
PCH Cavernoso	PR	1,3	COPEL	Portaria MME 331/09	07/01/2031	045/1999	0,9
<b>Total 2016-2031</b>		<b>11.381,8</b>					<b>5.384,7</b>
<b>Total</b>		<b>29.632,3</b>					<b>15.699,8</b>

**Concessões de Geração já prorrogadas com base nos artigos 4 (§2o) e 20 (prorrogação por 35 anos de concessões de UHE com obras atrasadas ou paralisadas) da Lei 9.074/95 e outros:**

Centrais Geradoras	UF	Potência MW	Conc.	Prorrogação	Termo Final	Energia Asseg.	Contrato de Concessão	Fundamento
UHE Alecrim	SP	72,0	CBA	Decreto de 27/06/96	28/06/2016	46,2	304/1998	Art 5 e 9
UHE Barra	SP	40,4	CBA	Decreto de 27/06/96	28/06/2016	27,4	304/1998	Art 5 e 9
UHE Fumaça	SP	36,4	CBA	Decreto de 27/06/96	28/06/2016	25,1	304/1998	Art 5 e 9
PCH França	SP	29,5	CBA	Decreto de 27/06/96	28/06/2016	17,7	304/1998	Art 5 e 9
PCH Porto Raso	SP	28,4	CBA	Decreto de 27/06/96	28/06/2016	19,4	304/1998	Art 5 e 9
PCH Serraria	SP	24,0	CBA	Decreto de 27/06/96	28/06/2016	16,6	304/1998	Art 5 e 9
UHE Itupararanga	SP	55,0	CBA	Portaria MME 69/04	18/02/2024		008/2004	Art 4
UHE Sá Carvalho	MG	78,0	Sá Carvalho/CEMIG	Decreto de 01/12/94	01/12/2024	58,0	001/2004	Cód de Águas
UHE Guilman Amorim	MG	140,0	Cons. G. Amorim	Decreto de 29/01/1995	25/01/2025	65,9	161/1998	Dec. 915/93
UHE Igarapava	MG e SP	210,0	Cons. Igarapava	Decreto 1492, 17/05/1995	30/12/2028	136,0	002/1995	MP 991/95
UHE Itá	SC e RS	1.450,0	Cons. Itá	Decreto 1.712, 22/11/1995	16/10/2030	720,0	003/1995	Art 20
UHE Machadinho	SC e RS	1.140,0	Cons. Machadinho	Decreto de 15/01/1997	15/07/2032	529,0	009/1997	Art 20
UHE Canoas I	SP e PR	82,5	Duke/CBA	Decreto de 19/12/96	30/07/2033	57,0	183/1998	Art 20
UHE Canoas II	SP e PR	72,0	Duke/CBA	Decreto de 19/12/96	30/07/2033	48,0	183/1998	Art 20
UHE Dona Francisca	RS	125,0	Cons. D. Francisca	Decreto de 18/08/97	28/08/2033	78,0	188/1998	Art 20
UHE Manso	MT	210,0	Cons. APM Manso	Portaria MME 505/98	10/02/2035	92,0	010/2000	Art 20
UHE Aimorés	MG e ES	330,0	CEMIG E CRVD	Decreto de 21/07/00	01/12/2035	172,0	101/2000	Art 20
UHE Funil	MG	180,0	CEMIG E CRVD	Decreto de 02/10/00	01/12/2035	89,0	102/2000	Art 20
<b>Total</b>		<b>4.303,2</b>				<b>2.197,3</b>		



**Concessões de Geração ainda não renovadas e passíveis de prorrogação com base no artigo 19 da Lei 9.074/95:**

<b>Centrais Geradoras</b>	<b>UF</b>	<b>Potência MW</b>	<b>Concessionária</b>	<b>Ato de Outoga</b>	<b>Termo Final</b>	<b>Contrato Concessão</b>	<b>En. Asseg.</b>
PCH Sinceridade	MG	1,4	Zona da Mata	Dec. 82.065, 03/08/78	03/08/2008	039/1999	
PCH Neblina	MG	6,5	Zona da Mata	Dec. 82.065, 03/08/78	03/08/2008	039/1999	4,7
PCH Antas II	MG	16,5	DME	Dec. 83.285, 13/03/79	13/03/2009	048/1999	
UHE Serra da Mesa	GO	1.275,0	FURNAS	Dec. n 85.983, de 6/05/1981	07/05/2011	005/2004	671,0
PCH São Domingos	GO	12,0	CELG	Dec. 86.023, 22/05/81	24/05/2011	062/2000	8,0
UHE Três Irmãos	SP	807,5	CESP	Dec.77.865, de 21/06/1976, Dec. 86.597, de 17/11/81	18/11/2011	003/2004	0,0
UHE Henry Borden	SP	889,0	EMAE	Dec. 87.884, 01/12/1982 e Res. 72, 25/03/1998	30/11/2012	002/2004	108,0
PCH Porto Góes	SP	24,8	EMAE	Dec. 87.884, 01/12/1982 e Res. 72, 25/03/1998	30/11/2012	002/2004	4,0
PCH Rasgão	SP	22,0	EMAE	Dec. 87.884, 01/12/1982 e Res. 72, 25/03/1998	30/11/2012	002/2004	5,0
PCH Edgar de Souza	SP	11,0	EMAE	Dec. 87.884, 01/12/1982 e Res. 72, 25/03/1998	30/11/2012	002/2004	
PCH Isabel	SP	2,6	EMAE	Dec. 87.884, 01/12/1982 e Res. 72, 25/03/1998	30/11/2012	002/2004	0,6
UHE Jaguará	MG	424,0	CEMIG	Dec. 52.416, 28/08/63	28/08/2013	007/1997	336,0
PCH Rio dos Pratos	PR	1,7	COPEL	Dec. 89.378, 14/02/84	14/02/2014	045/1999	1,1
UHE Corumbá I	GO	375,0	FURNAS	Dec. n 90.583, de 29/11/1984	29/11/2014	004/2004	209,0
UHE São Simão	MG	1.710,0	CEMIG	Dec. 55.512, 11/01/65	11/01/2015	007/1997	1.281,0
PCH Passo Ajuricaba	RS	6,2	DEMEI	Dec. 92.637, 09/05/86	11/05/2016	107/2000	
UHE Miranda	MG	408,0	CEMIG	Dec. 93.879, 23/12/86	23/12/2016	007/1997	202,0
PCH Agro-Trafo	TO	14,0	Socibe Energia	Portaria 103, 06/07/1987	12/07/2017	003/2006	6,8
UHE Santo Antônio do Jari	AP e PA	167,0	Jari Energética	Dec. 95.518, 18/12/1987	21/12/2017	004/2002	

PCH Isamu Ikeda	TO	29,1	Isamu Ikeda Energia	Dec. 98.898, 30/01/1990	30/01/2020	002/2006	
PCH Lages	TO	2,1	Alvorada Energia	Desp. 227, 28/06/1999	30/01/2020	004/2006	1,5
PCH Lajeado	TO	1,8	Alvorada Energia	Dec. 70.342, 28/03/1972 e Port. 14, 22/01/1990	30/01/2020	004/2006	0,0
PCH Taguatinga	TO	1,8	Alvorada Energia	Desp. 228, 28/06/1999	30/01/2020	004/2006	0,0
UHE Itumbiara	GO e MG	2.082,0	FURNAS	Dec. n 66.272, de 26/02/1970	26/02/2020	004/2004	1.015,0
UHE Sobradinho	BA	1.050,3	CHESF	Dec.70.138, de 10/02/1972	09/02/2022	006/2004	531,0
UHE Tucuruí	PA	8.370,0	ELETRONORTE	Dec. 74.279/74	11/07/2024	007/2004	4.140,0
PCH Muniz Freire	ES	25,0	Samarco Mineração	Port. MME 229, 06/07/1995	07/07/2025	035/1999	
<b>Total</b>		<b>17.736,2</b>					<b>8.524,7</b>

Fonte: Decretos e Portarias/MME e Contratos de Concessão de Geração/Aneel