

## A expansão da geração e os leilões de energia no atual modelo do setor elétrico

Hugo Renato A. Nunes<sup>1</sup>  
Thiago Modesto de Abreu<sup>2</sup>  
Flávia Mesquita Antunes<sup>3</sup>

### Resumo

Este artigo tem por objetivo fazer uma análise de como evoluiu a expansão do parque gerador brasileiro, primeiramente durante o período em que seu planejamento foi indicativo (1995 – 2003) e, em seguida, na transição para o ambiente de planejamento determinativo, onde toda a energia (de usinas existentes e de novas centrais) passou a ser comercializada por meio de leilões.

Enquanto em um ambiente de planejamento indicativo, buscou-se interpretar, entre as centrais geradoras que iniciaram sua operação comercial a partir de 2000 (obtiveram seus contratos de concessão ou autorização a partir de 1995), quais elementos forneceram os sinais econômicos que geraram atratividade para a realização de investimentos.

Posteriormente, é apresentada a legislação federal e respectiva regulamentação que estabeleceu a volta ao planejamento determinativo, e que por sua vez aponta para sinais econômicos de atração de novos investimentos por meio das premissas adotadas nos leilões de energia existente e de energia nova.

Por fim, destaca-se a metodologia e os resultados dos leilões de energia existente ocorridos em 2004 e 2005, destinado a contratação da energia por centrais geradoras que já iniciaram sua operação comercial, assim como a metodologia e as expectativas para o leilão de energia nova que ocorrerá em dezembro.

### Abstract

This article has the objective to make an analysis of how the expansion of Brazilian power generation park evolved, first, when the planning was indicative (1995- 2003), and after, analyzing the transition to an ambient of determinative planning, where all energy (from existing plants and new plants) commences to be commercialized by auctions.

While in an ambient of indicative planning, it was investigated, between the generation plants that had started its commercial operation since 2000 (obtaining its concession contracts or authorization since 1995), which elements gave economic signals that generate attractiveness for investments.

Later, it is presented the federal legislation and the respective regulation that establish the return to determinative planning, from which some economic signals to attract new investments is done by the premises adopted in the existing and new energy auctions.

By the end, it is pointed the methodology and results of the existing energy auction occurred in 2004 and 2005, where was contracted energy from generation plants that have already initiated its commercial operation, and also the methodology and expectations to the new energy auction that will occur next December.

### 1 - Introdução

O Setor Elétrico Brasileiro tem passado por profundas modificações em seu modelo institucional nos últimos 15 anos. Até fins do século passado, o cenário era estatal, onde o Estado e a União detinham quase que a totalidade dos ativos desse setor. O planejamento do sistema era centralizado, de forma determinativa. A necessidade de reformas era premente, uma vez que os recursos públicos não eram suficientes para a realização do planejamento determinativo.

A Constituição Federal de 1988, em seu art. 175 (caput), dispôs que incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos. A concessão de serviço público se caracteriza como uma modalidade de transferência da prestação do serviço, por meio do qual o titular da competência para prestá-lo atribui a outrem seu desempenho. A exigência de licitação para a outorga das concessões sinalizava uma mudança do modelo em relação ao monopólio do Estado vigente.

<sup>1</sup> UNIFEI – Mestrando em Engenharia da Energia

<sup>2</sup> UNIFEI – Mestrando em Engenharia da Energia

<sup>3</sup> PUC-RJ – Mestranda em Administração e Empresas

Porém, somente oito anos após a Constituição promulgada, a Lei Federal no 8.987, de 1995, regulamentou o regime de concessão. A nova lei veio suprir a carência do novo regime que objetivava a concessão de serviços públicos por meio de um sistema de licitações, onde novos projetos são estudados pelos empreendedores e disponibilizados em certames de licitação. O vencedor obtia o direito de explorar a concessão do uso do bem público, explorando aproveitamento hidroelétrico por um período de 30 anos.

Seqüencialmente, a Lei nº 9.074/1995 estabeleceu as normas para outorga das concessões de energia elétrica e estabeleceu as bases do novo modelo regulatório do setor que passava a contar com a figura do Produtor Independente de Energia – PIE, do Autoprodutor, e do Consumidor Livre.

No setor elétrico, a privatização foi iniciada pelas distribuidoras estaduais de energia elétrica e visava, inicialmente, a restabelecer os pagamentos dos contratos de suprimento às geradoras federais, que enfrentavam dificuldades de financiamento devido ao alto nível de inadimplência que era prática do setor. Por meio de licitações, cerca de 80% da distribuição no país foi privatizada. Do lado das geradoras federais o que ocorreu, foi interrupção das privatizações devido às dificuldades políticas enfrentadas pelo Governo Federal, apesar da Eletrobrás compor o Programa Nacional de Desestatização - PND. Assim, conforme já mencionado, 80% da distribuição de energia elétrica do país foi privatizada, porém, 70% da capacidade instalada de geração continuou sob o controle societário do próprio governo. Estava criada uma grande distorção na implantação do mercado, uma vez que as geradoras federais passaram a competir com as geradoras privatizadas, pela contratação da energia oriunda do decaimento dos Contratos Iniciais (últimos contratos regulados antes da pretendida liberação do mercado).

Além da citada distorção, pode-se inferir que uma das principais “falhas de implementação” do RESEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - foi à falta de política de governo concernente a desverticalização das empresas. Uma mesma empresa atuava na distribuição, geração e comercialização de energia, o que permitiu práticas anticompetitivas e assimetria de informações.

Mesmo frente às dificuldades impostas pela crise financeira asiática e da Rússia, convergindo para a crise cambial brasileira, o modelo foi sacramentado com a publicação da lei nº 9.648, de 1998, que não deixava dúvidas que o modelo vigente no Governo FHC tinha como mola mestra o planejamento indicativo. Apesar de primar pela competição, este modelo não foi capaz de gerar os incentivos necessários para a plena implementação do mercado livre (alvo do modelo de competição) por diversos motivos, dentre eles, os já apontados acima. Cabe ressaltar o entendimento de que as falhas do modelo não podem ser imputadas à livre concorrência (que nem chegou a ser instaurada em sua plenitude), mas sim nos erros para sua implementação.

A mudança, mesmo que parcial, proporcionou uma retomada de investimentos em geração, transmissão e distribuição, que pode ser verificado pela linha de tendência dos gráficos de expansão da geração e da transmissão disponíveis no sítio [www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/boletim195.htm](http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/boletim195.htm).

Em fevereiro de 2000, o Governo Federal lançou mão de incentivos à fontes de geração térmica a gás, tendo em vista que o risco de déficit estava alto (17,5% na Região NE e 20,7% na Região SE, constante do Planejamento Anual de Operação 2000, do ONS) e necessitava-se de encontrar centrais geradoras com reduzido tempo de implantação. Por meio do Decreto nº 3.371, foi lançado o Programa Prioritário de Termoeletricidade – PPT (garantindo para as novas térmicas: gás, PPA com as distribuidoras e financiamento do BNDES), visando à construção de uma base de geração térmica para garantir maior sustentabilidade e segurança de abastecimento do país frente à crise energética que já estava deflagrada.

Não foi possível remediar o racionamento de 2001 que adveio da conjuntura de três fatores básicos: afluências muito inferiores à média histórica (quarta pior série hidrológica do histórico); carência de investimentos em função da demora na regulamentação da Constituição; além dos atrasos em algumas obras essenciais ao sistema. A tabela 1, a seguir, aponta os principais responsáveis pelo total de investimentos feitos no período 2000-2005 (pré e pós-acionamento):

	MW	%
Partes relacionadas	4.707	29%
Autoprodutor	2.284	14%
Petrobras	2.002	12%
Demais agentes privados	2.736	17%
Demais agentes públicos	4.699	28%
<b>Subtotal</b>	<b>16.427</b>	<b>100%</b>
CBEE- Térmicas Emergenciais	2.030	
<b>TOTAL</b>	<b>18.457</b>	

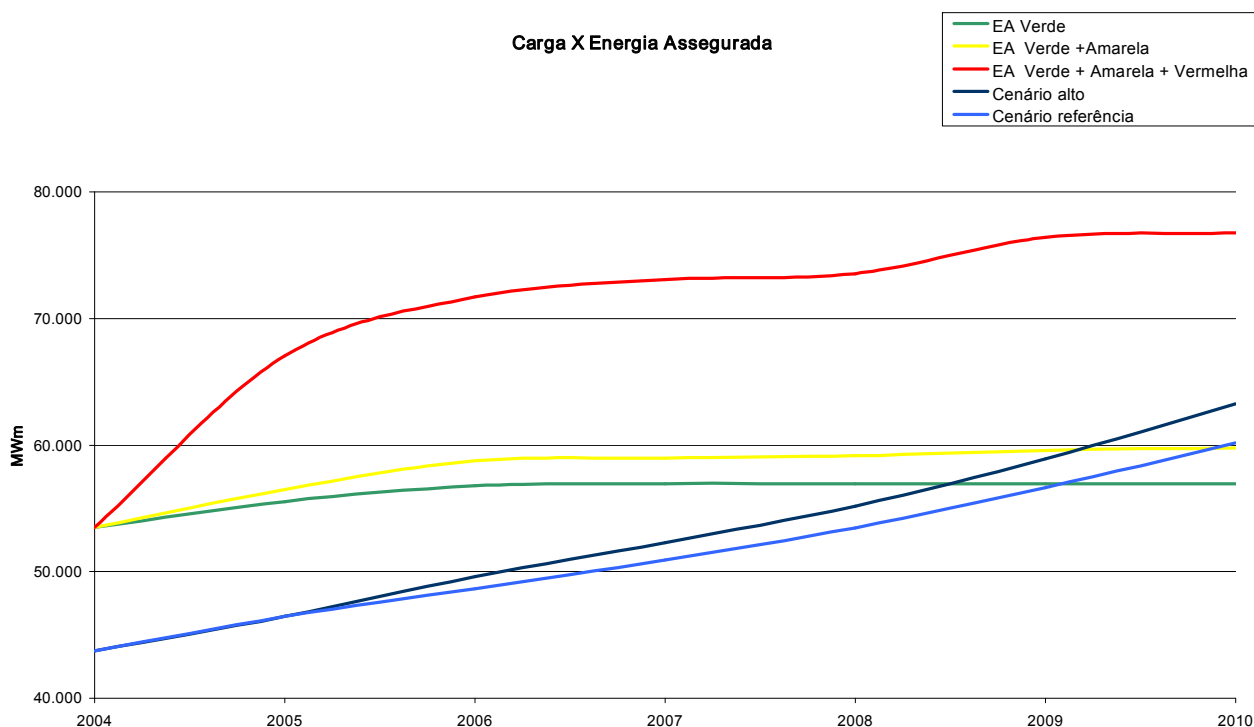
44 % PPT

43 % Self dealing

**Tabela 1 – Entrada em operação comercial por categoria de agentes de geração – 2000 a 2005<sup>4</sup>**

Na tabela 1, o item partes relacionadas se refere aos investidores que aportaram recursos em novas centrais geradoras, firmando contratos com distribuidoras do mesmo grupo econômico. Os investimentos da Petrobrás correspondem às térmicas pertencentes ao PPT. Nota-se que apenas 17 % da geração que entrou em operação comercial nestes cinco anos foi proveniente de agentes privados de geração (excluindo-se self-dealing e autoprodução), que vieram para participar do mercado de livre concorrência (alvo do modelo 1995-2003). O investimento alocado aos Demais agentes públicos se refere à Angra II e a segunda fase de Tucuruí.

Após o período de racionamento, o crescimento da demanda foi retraído, tendo em vista os novos hábitos de consumo adquiridos pelos brasileiros. Com a entrada maciça das térmicas do PPT a partir de 2003, viveu-se um momento de sobre oferta de energia. Conforme exposto na figura 1, a necessidade da entrada de novos investimentos se dará a partir de 2008/2009, onde os novos geradores já iniciarão sua operação comercial sob a égide das novas regras setoriais, estabelecidas a partir da publicação da Lei 18.848, de 2004, e sua regulamentação. A figura abaixo ilustra o exposto:



**Figura 1 – Balanço de energia assegurada x carga – cenário futuro**

<sup>4</sup> Janeiro de 2000 a maio de 2005

O gráfico acima compara a oferta e a demanda de energia, onde a oferta foi calculada como sendo a energia assegurada do sistema (soma da assegurada das hidráulicas e da potência disponível das térmicas). A curva verde ilustra a entrada das centrais geradoras que não possuem qualquer impedimento legal/ambiental. A curva amarela representa a soma da potência das centrais sem quaisquer problemas adicionada àquelas que apresentam alguma pendência, mas ainda são prováveis para início em operação comercial na data de seu Ato Autorizativo. A curva vermelha se refere à soma das “usinas amarelas” e das que possuem ato autorizativo, mas estão atrasadas em relação ao cronograma aprovado pela Agência, e tem dificuldades para entrar em operação comercial.

A demanda representada no gráfico, é a mesma utilizada pelo Operador do Sistema – ONS no planejamento da operação. Como a energia assegurada das hidráulicas é calculada pela geração futura em um cenário estático, ponderada pelo custo marginal do sistema, a um risco de déficit de 5%, podemos constatar que a partir de 2008 o risco de déficit é superior ao patamar utilizado pelo Planejamento. Esta constatação também pode ser evidenciada pela apresentação do Presidente do ONS, Mario Santos, no 2º Encontro Nacional dos Agentes do Setor Elétrico - ENASE dia 15 de setembro de 2005, que apresentou riscos de déficit de 9,2% para o NE e 6,2% para o N.

## 2 – O PLANEJAMENTO NO NOVO MODELO

Visando atenuar as distorções geradas pela implantação parcial de modelo competitivo, em dezembro de 2003, o Governo Federal publicou a Medida Provisória - MP 144, que dispõe sobre o novo ambiente para comercialização de energia elétrica. Segundo documento disponibilizado no site do MME, as alterações propostas objetivaram garantir a expansão, a modicidade tarifária, a remuneração justa dos investimentos e a universalização dos serviços.

O processo de conversão da MP 144 culminou com a publicação da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. A referida Lei altera o arcabouço legal do setor elétrico, instituído desde 1995. Sua regulamentação se deu por meio do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004.

A mudança na legislação setorial, que passou a atuar em moldes determinativos, estabeleceu alterações no processo de licitação no segmento de geração. A proposta vencedora passou a requerer menor receita para o empreendedor. Desta forma, altera-se o conceito de “competição no mercado” pelo conceito de “competição pelo mercado”. Dos processos de licitação, resultarão os contratos de concessão da prestação do serviço público, outorgados pelo MME, e contratos de venda de energia de longo prazo com todas as distribuidoras.

Dois ambientes de comercialização foram criados: Ambiente de Contratação Regulada – ACR e Ambiente de Contratação Livre – ACL. As concessionárias e permissionárias de distribuição devem comprovar o atendimento de 100% de seu mercado cativo por meio dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, adquiridos nos leilões de energia. A participação das distribuidoras nos referidos leilões se dá de forma “passiva”, ou seja, ocorre quando da declaração de suas necessidades de energia para os próximos 5 anos. Foram criados mecanismos de mitigação de riscos para a declaração de carga com 5 anos de antecedência, visando contratação de 100% do mercado: repasse de CCEAR às tarifas em até 103% do mercado verificado; devolução de CCEAR por saída de consumidores livres; devolução de CCEAR por variações de mercado limitado a 4% da carga verificada; mecanismo de sobras e déficits onde as distribuidoras sobre contratadas cedem energia às distribuidoras subcontratadas.

As novas usinas do certame devem obrigatoriamente deter a Licença Prévia – LP, e são disponibilizadas em leilão de acordo com a percepção do Governo referente à necessidade de novas centrais, tendo em vista a declaração das necessidades das distribuidoras, consumidores livres e autoprodutores.

Foram criados alguns mecanismos de incentivos para atendimento da demanda das distribuidoras, por meio do qual a contratação de energia não necessita se dar por meio de leilão, destacando-se o PROINFA e a geração distribuída.

Para realizar a contratação no ACR de 100% de seu mercado, as distribuidoras declaram suas necessidades de energia para os próximos 5 anos, podendo adquiri-la em leilões de energia nova, energia existente, e leilões de ajuste, sem contar os mecanismos de mitigação de riscos anteriormente citados.

Leilões de energia existente são aqueles em que a disputa pelo mercado das distribuidoras se dá pelos geradores já instalados no Brasil quando da publicação da Lei 10.848/2004. Leilões de energia nova são aqueles em que a futura demanda por energia será atendida mediante a contratação de novas centrais hidroelétricas, que após vencerem o leilão adquirem um PPA (Power Purchase Agreement) de

venda para todas as distribuidoras assim como o Contrato de Concessão para exploração de potencial hidráulico.

Complementarmente, foi dada a opção aos geradores que iniciaram a sua operação comercial a partir de 2000, de participar dos leilões de energia existente assim como dos leilões de energia nova, desde que a respectiva energia estivesse descontratada. Esta energia foi denominada pelos agentes setoriais como energia “Botox”, ou seja, a energia velha (existente) com cara de nova.

A seguir é realizada análise da metodologia e resultados dos leilões de energia existente, já ocorridos, que objetivaram a venda da energia das usinas em operação de forma prioritária em relação às novas centrais, e da metodologia e expectativas para os leilões de energia nova.

### **3 – OS LEILÕES DE ENERGIA EXISTENTE**

Segundo CCEE (2005), o objetivo destes leilões de energia é a venda de energia oriunda de empreendimentos existentes para atender as necessidades de mercado das distribuidoras, de forma prioritária à energia nova, visando acomodar a energia dos empreendedores que já investiram no Brasil.

Pelas regras do atual modelo, os leilões de energia existente são aqueles em que o início de vigência do contrato de suprimento se inicia no ano subsequente ao leilão. Porém, com vistas a atingir o objetivo de contratar toda a energia existente de forma prioritária à energia nova, foi criado o leilão de transição em que a energia existente é contratada para os próximos 5 anos.

Os leilões de transição estavam previstos, a princípio, para acontecer somente no ano de 2004 (artigo 25 do Decreto 5.163/2004), porém o Decreto 5.271/2004 alterou a redação, autorizando a realização dos leilões de transição no ano de 2005 também.

A metodologia do 1º e 2º leilão de energia existente é bastante simples: são leilões de preço decrescente (leilão holandês), composto por duas fases. Na primeira fase, o MME disponibiliza o preço inicial, onde os geradores bidam apenas os montantes de energia que desejam vender ao preço estipulado pelo MME. Se a oferta for maior que a demanda, inicia-se nova rodada com um decremento de preço estabelecido pelo MME. Ressalta-se que a demanda da primeira fase é constituída pela soma da declarada pelas distribuidoras e de uma sobre demanda estabelecida pelo Governo.

Novamente os geradores oferecem determinado montante de energia ao preço com decremento. Se a oferta for maior que a demanda, inicia-se nova rodada com novo decremento de preços. Caso a oferta seja inferior à demanda, ocorre um corte da demanda de forma a voltar à situação em que a oferta é superior à demanda.

Todo este processo se repete até que o preço corrente de todos os produtos seja inferior ao preço de reserva estabelecido para cada produto. O preço de reserva é o preço máximo que o Governo estabelece para que os produtos sejam negociados (no momento do leilão ninguém conhece este preço). Quando o preço corrente (preço inicial – diversos decrementos) de todos os produtos atinge o seu preço reserva, inicia-se a segunda fase. Nesta fase, os geradores bidam o par, preço x quantidade, apenas uma vez. A sobre demanda é retirada, forçando os geradores a bidarem um preço mais baixo do que o de fechamento da primeira fase. Empilham-se as quantidades por ordem de mérito do preço, até o atendimento da demanda.

#### **3.1 – ANÁLISE E RESULTADOS DO 1º LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE**

O primeiro leilão de transição ocorreu em 07 de dezembro de 2004. Foram negociados 3 produtos, com início de suprimento em 2005, 2006 e 2007, com prazo de vigência de 8 anos. Participaram do Leilão 53 empresas, sendo 35 compradoras e 18 vendedoras. A figura 2 apresenta o resultado de fechamento (preços e lotes vendidos), por gerador:

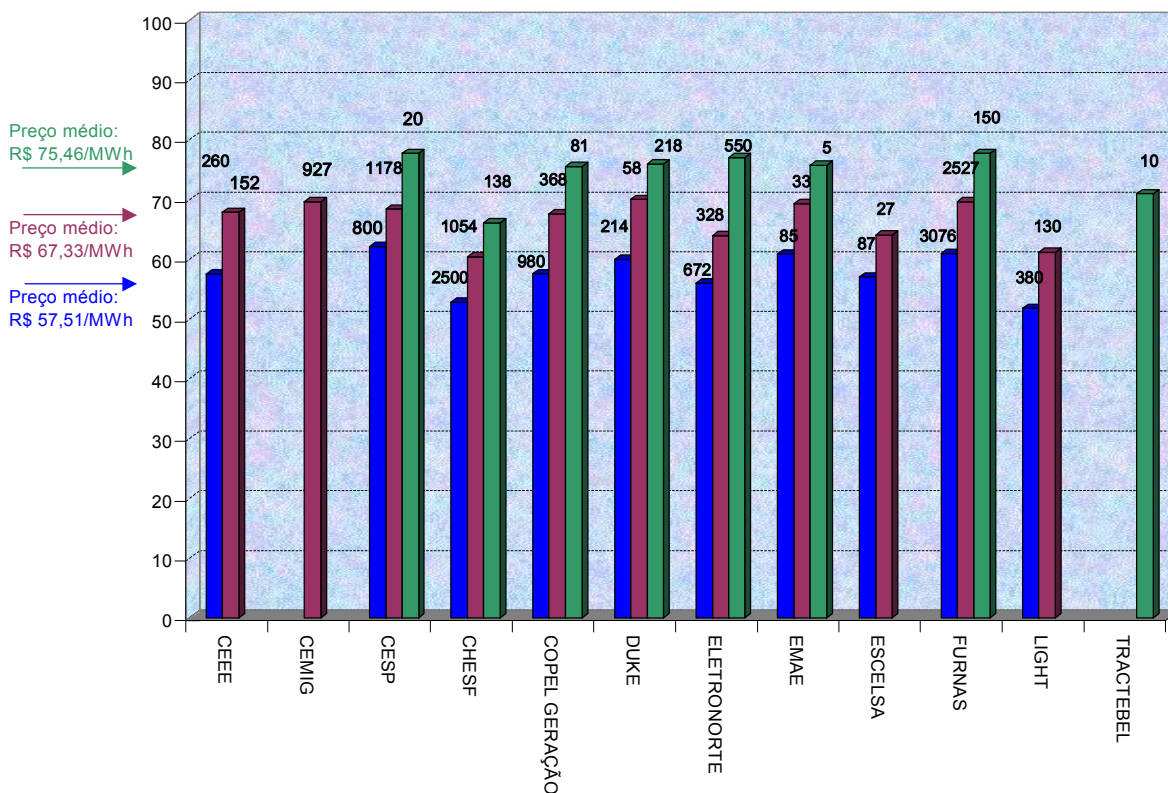


Figura 2 – Resultados da negociação – Produto 2005-2012, 2006-2013 e 2007-2014 (preços e lotes)

A figura 3, a seguir, mostra o comportamento de cada produto do primeiro leilão, referente a cada rodada:

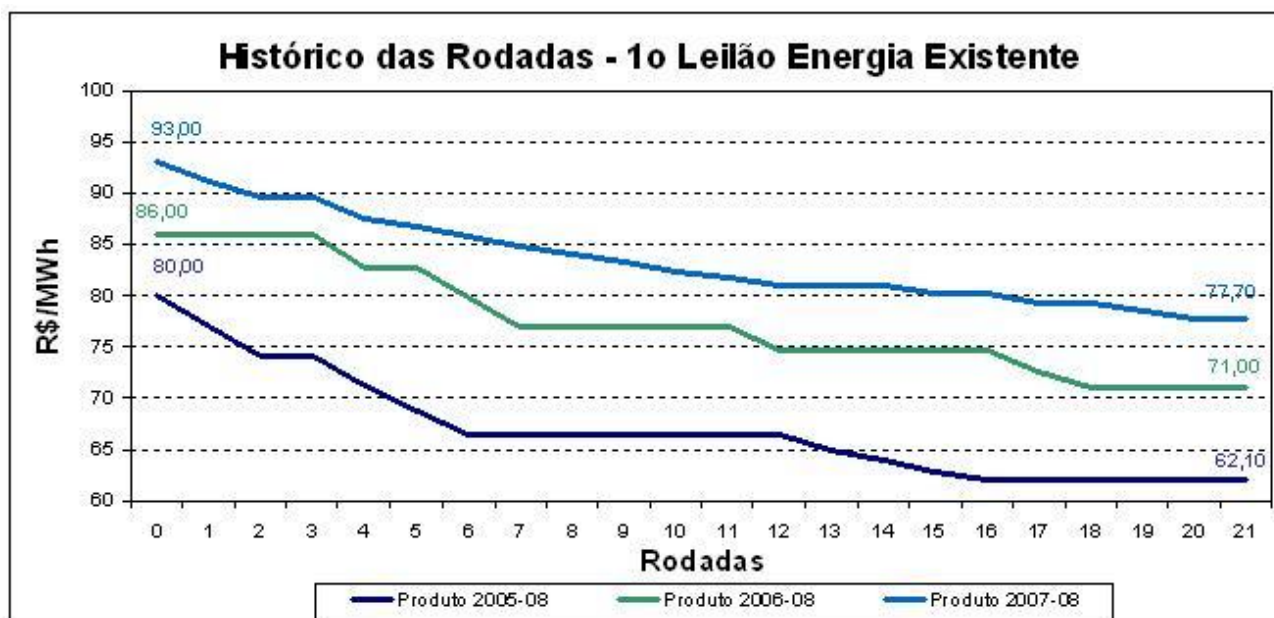


Figura 3 – Comportamentos dos produtos no 1º Leilão

Foram negociados R\$ 74,7 bilhões em 973 CCEAR's. Os preços de fechamento se situaram em níveis abaixo dos Contratos Iniciais e das expectativas do mercado. Assim, para o produto 2005 e 2006, não se conseguiu contratar toda a energia solicitada pelas distribuidoras. Isto porque alguns geradores não se dispuseram a vender sua energia aos preços de fechamento do leilão.

Podem-se atribuir os baixos níveis de preços a diversos fatores, dentre eles, a sobre oferta que vivenciamos atualmente (decorrente dos novos hábitos do consumidor após o racionamento e da

entrada do PPT a partir de 2003). Para a Associação dos Produtores Independentes de Energia, a APINE (2005), os preços de reserva e a redução artificial da demanda impediram a livre formação de preço e o montante de não atendimento da demanda para cada produto foi de 99 MW médios para o produto 2005-2012, correspondente a 2 % da carga solicitada; 630 MW médios para o produto 2006-2013, ou 8 % do total.

Para Mendes, Santana e Silva (2004) o leilão foi realizado em um ambiente de incertezas e riscos. Os participantes ativos tiveram que tomar decisões estratégicas. Argumentou-se que alguns vendedores qualificados na primeira fase do leilão ofereceram preços muito baixos na segunda fase por temerem perder a oportunidade de vender seus respectivos montantes de energia não contratada.

### 3.2 – ANÁLISE E RESULTADOS DO 2º LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE

O segundo leilão ocorreu em 02 de abril de 2005 adotando a mesma metodologia do primeiro leilão. O governo esperava negociar dois produtos de 8 anos, um com início de suprimento para os anos de 2008 e 2009. Ocorre que, em função dos preços iniciais para o ano de 2008 (R\$ 96 / MWh) estarem abaixo das expectativas de alguns investidores, a oferta foi inferior a demanda logo na primeira rodada da primeira fase, e assim se manteve por 47 rodadas, com seus preços inalterados.

No produto 2009 alguns investidores foram retirando seu bid paulatinamente, de acordo com o decréscimo de preços que foi ocorrendo, e a demanda foi sendo retirada neste produto, de forma que apenas alguns agentes de mercado ficaram bidando até que o preço corrente chegou a ficar abaixo de R\$ 65 / MWh (o que dá um sinal econômico incorreto, já que este preço ficou abaixo dos preços para 2006 e 2007, além de se encontrar em níveis inferiores aos preços para 2008 que se mantinham inalterados em R\$ 96 / MWh).

Algumas rodadas depois, os investidores que estavam ofertando para o produto 2009 retiraram sua oferta, e o produto foi excluído. Com isto, o sistema do leilão retirou demanda do produto 2009 de forma que a oferta superasse a demanda, e o produto 2008 foi negociado a um preço médio de R\$ 83,13 (o preço de reserva para este produto foi de R\$ 85 / MWh). Os resultados para o produto 2008-2015 são apresentados na figura 6 e o comportamento do mesmo junto com o produto excluído, na figura 4 a seguir:

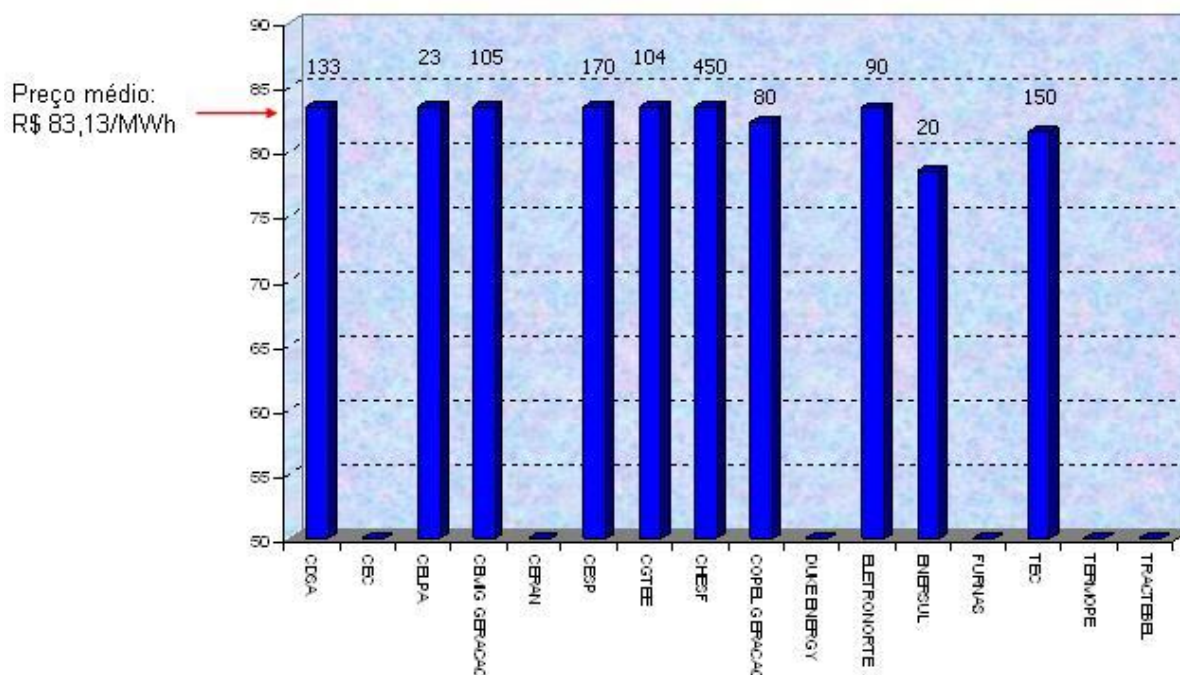
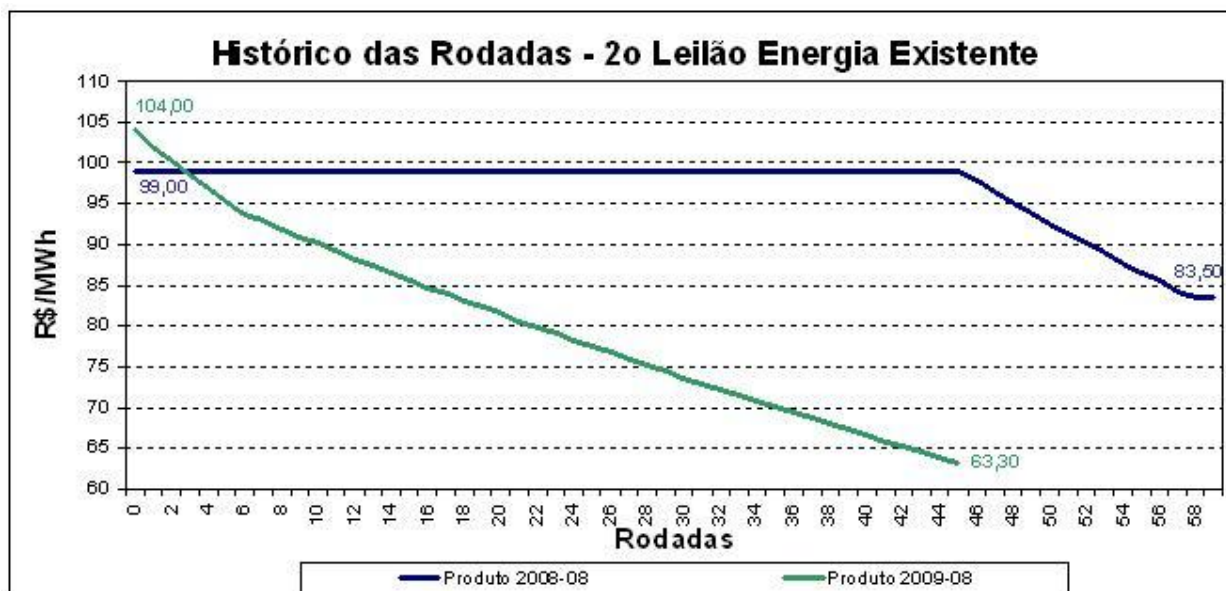


Figura 4 – Resultados da negociação – Produto 2008-2015 (preços e lotes)



**Figura 5 – Comportamentos dos produtos no 2º Leilão**

O atendimento do solicitado pelas distribuidoras ficou em 42% (1.829 MW médios não atendidos) para o produto 2008, em função do corte de demanda, e de 0% em 2009 (em função da exclusão deste produto no leilão). Os gráficos, abaixo, ilustram os montantes e preços de fechamento pelos geradores e a evolução dos preços ao longo do leilão.

Foram negociados R\$ 7.7 bilhões em 340 CCEAR's referentes ao produto 2008-2015. A exemplo do primeiro leilão, para a APINE (2005), o fato responsável pelo não atendimento da demanda foi a utilização de preços de reserva e a redução artificial da demanda, inserindo componentes externos à livre formação de preço.

Para Cláudio Sales, da Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica (CBIEE), em reportagem a Agência Estado (2005), não foi atendido um dos principais objetivos definidos pelo governo: segurança no abastecimento (pois apenas 23 % de toda demanda foi atendida). Outro fator foi à escolha do leilão reverso, o qual o vencedor é o gerador que ofertar o menor preço para o lote do produto. A Teoria dos leilões afirma que o leilão reverso produz preço e quantidade de acordo com a lei de oferta e procura. Porém, o MME, ao introduzir o preço de reserva, acabou “quebrando” o princípio do leilão reverso.

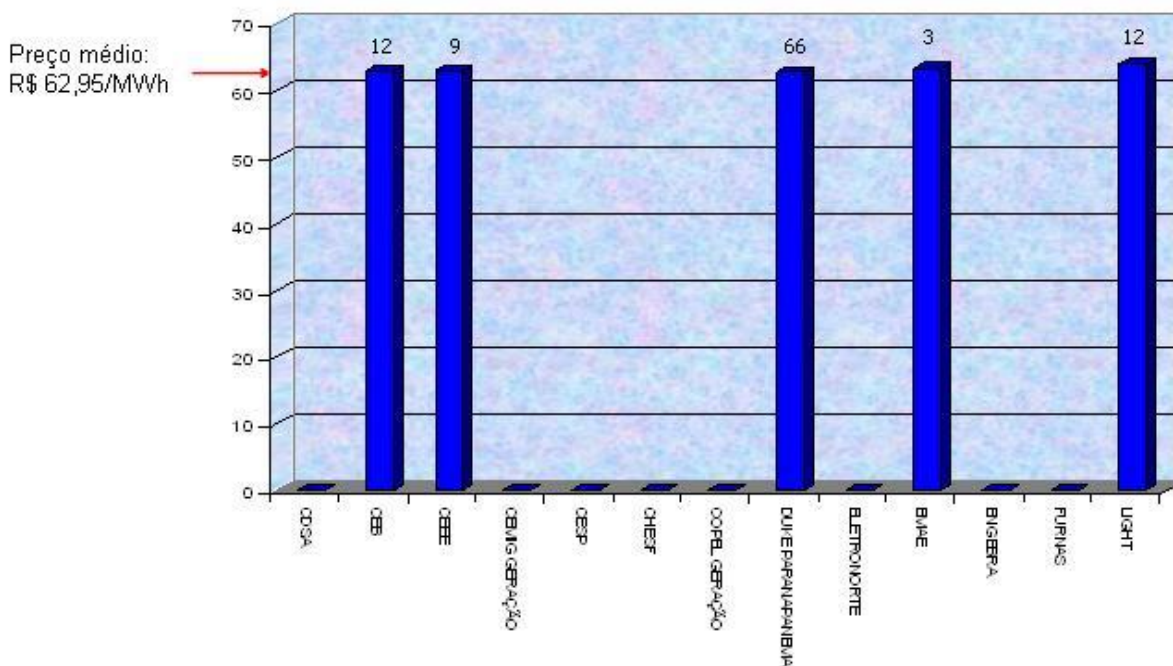
### 3.3 – ANÁLISE E RESULTADOS DO 3º LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE

O 3º leilão de energia existente ocorreu no dia 11 de outubro de 2005. Foi oferecido um produto com início de suprimento em 2006, de duração de três anos. Algumas mudanças ocorreram em relação aos dois primeiros até então realizados. Foi excluído o preço de reserva e um produto só passaria para a segunda fase se a quantidade demandada (incluindo a sobre demanda colocada pelo Governo) fosse maior que a que a quantidade ofertada. As outras premissas foram mantidas.

Neste produto, foram negociados 102 MW médios, atendendo a 100 % da quantidade demandada. Como a oferta foi muito superior à demanda, a concorrência fez com que o preço fosse negociado, na média, em R\$ 62,95/ MWh

Figura 6 a seguir mostra o resultado do 3º leilão por agente de geração:





**Figura 6 – Resultados da negociação – Produto 2006-2008 (preços e lotes)**

Para Edvaldo Alves, superintendente da Aneel, existem indícios de que a demanda de energia pelas distribuidoras tende a se reduzir ao longo do tempo, em decorrência da migração de grandes clientes para o mercado livre. Tanto é verdade que no leilão de dezembro de 2004, tinham ficado descontratados mais de 700 MW, mas a demanda apresentada no 3º leilão foi de apenas 102 MW. Canal Energia (2005).

Ressalta-se que esta situação é conjuntural, pelo fato do PLD (preço de liquidação das diferenças) estar em um patamar considerado baixo. Porém em uma situação de valores elevados do PLD inibem o fechamento de contratos de curto prazo entre os agentes, dando a possibilidade de diminuir a atratividade de grandes clientes migrarem para o mercado livre, por falta de energia barata.

### 3.4 – ANÁLISE E RESULTADOS DO 4º LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE

Este leilão ocorreu na mesma data do 3º, com um produto iniciando em 2009, de vigência de 8 anos. O MME inseriu no sistema um preço inicial de R\$ 96,00/MWh. Este valor foi considerado pelos agentes muito aquém das expectativas, inclusive dos geradores públicos como a Chesf, que esperava um preço inicial entre R\$ 104,00 e 110,00/MWh e, portanto não houve decremento na primeira fase, pois a quantidade demandada foi maior do que a ofertada, levando para preço inicial da segunda fase os R\$ 96,00/MWh. A figura 7 a seguir mostra o resultado, por agente de geração, do 4º leilão:

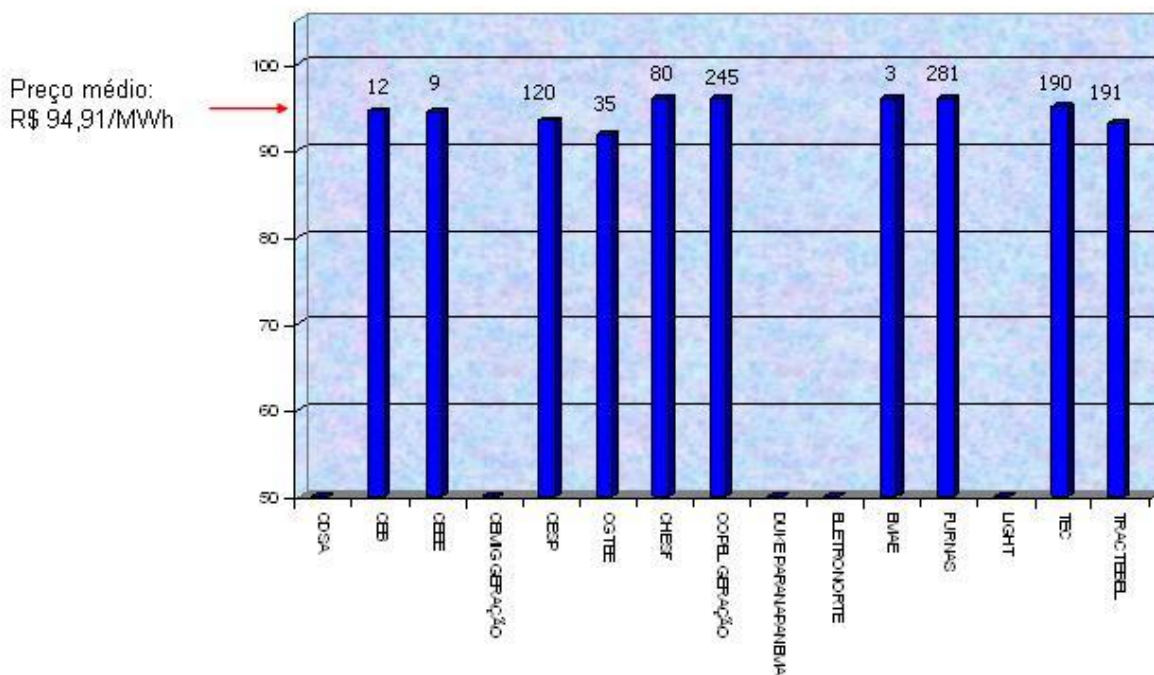


Figura 7 – Resultados da negociação – Produto 2009-2016 (preços e lotes)

Com este cenário, houve o não atendimento de 803 MW médios da demanda deste produto (40 % do total solicitado pelas distribuidoras). Segundo o presidente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Antonio Carlos Fraga Machado, alguns ofertantes que não fecharam venda tinham energia botox e consideraram baixo o preço de abertura, de R\$ 96,00/MWh.

Nesta perspectiva, Manoel Zaroni, presidente da Tractebel, concluiu que o resultado do 4º leilão atendeu as expectativas da empresa por ter vendido 381 MW médios, a preço médio de R\$ 93,03 (geradora) e R\$ 94,96 (comercializadora), embora houvesse capacidade de venda de até 800 MW médios. Ele disse que o preço negociado pelas suas empresas no leilão não era de usinas “botox”, mas de energia descontratada. Canal Energia (2005).

A figura 8 a seguir mostra a diferença de comportamento dos produtos oferecidos nos 3º e 4º leilões, já que o preço inicial do último produto não se alterou, devido a este ser considerado aquém das expectativas dos vendedores:

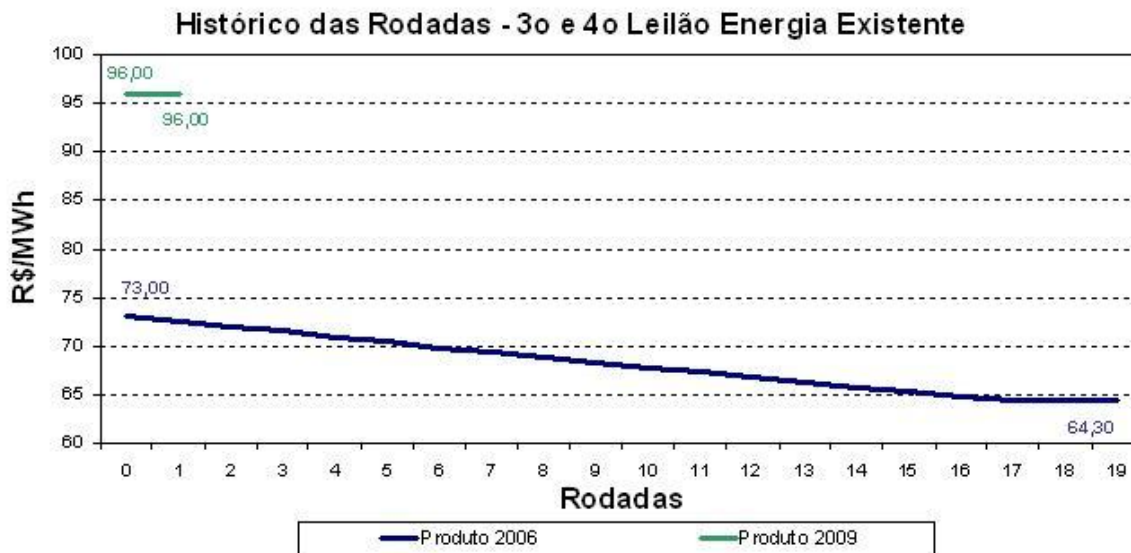


Figura 8 – Comportamentos dos produtos nos 3º e 4º Leilões

#### 4 - LEILÃO DE ENERGIA NOVA: METODOLOGIA E PERSPECTIVAS

Os leilões para compra de energia elétrica provenientes de novos empreendimentos serão realizados em 5 ou 3 anos precedentes à entrega de energia para distribuidora, por meio de CCEAR's com prazo de duração entre 15 (térmica) e 30 anos (hidráulica).

Este leilão será realizado no mês de dezembro de 2005, sendo considerado o grande teste para o novo modelo implantado. As térmicas venderão sua energia por meio de contratos de disponibilidade, onde recebem uma receita fixa (R\$ / mês) por estarem disponíveis ao sistema, e quando chamadas a gerar por ordem de mérito (necessidade do ONS), terão seus custos variáveis de geração pagos pelo consumidor final.

Já as hidroelétricas venderão sua energia em contratos por quantidade (R\$/MWh), com montantes contratados de energia (como vem sendo feito nos leilões de energia existente).

Este por sua vez será dividido em 3 fases. Na primeira o investidor disputará o direito de participação na segunda fase pelas novas usinas hidráulicas disponibilizadas no certame, com início de suprimento em 2010.

Na segunda fase, os investidores que adquiriram o direito de concorrer pelo mercado em nome das novas hidráulicas, competirão com as usinas botox pelo mercado solicitado pelas distribuidoras. Conforme já exposto, uma peculiaridade deste leilão é a segregação do tipo de produto entre térmico (disponibilidade com duração de 15 anos) e hídrico (quantidade, com duração de 30 anos). As demandas serão divididas, de acordo com critério a ser estabelecido pelo Governo, podendo migrar de produto hídrico para produto térmico.

Na terceira fase, a título do que ocorre nos leilões de energia existente, a sobre demanda será retirada e os classificados deverão dar seus lances de venda, até que o certame fique 5 minutos inativo, ou seja, até que em 5 minutos nenhum gerador dê mais nenhum lance.

É importante destacar que o Edital do leilão publicado pela ANEEL em outubro de 2005, o preço inicial do leilão (chamado preço de referência) é igual a R\$ 116 / MWh. O cerne da questão agora é: ao preço estabelecido, os investidores se interessarão por disputar as novas hidráulicas que iniciarão sua operação em 2010?

#### 5 – CONCLUSÃO

Podemos concluir pelo apresentado neste trabalho que durante o período em que vigorou o planejamento indicativo, não foram dados os sinais econômicos que atraíssem o investidor privado para disputar o mercado de livre concorrência (alvo do modelo). Desta forma, foram criadas regras especiais para o investimento em determinadas fontes (PROINFA, PPT, dentre outros), de forma a garantir a oferta, não sendo possível evitar o racionamento.

Novo modelo foi implementado, com a obrigatoriedade de contratação pelas distribuidoras, de 100% do seu mercado, e a partir da sua declaração de necessidades para os próximos 5 anos, a EPE realiza o planejamento determinativo da expansão. Porém, entendemos que os preços de reserva do 1° e 2° leilão de energia existente não foram suficientes para atrair os investidores já instalados no Brasil a vender sua energia para o atendimento de 100% das necessidades das distribuidoras. No 4° leilão de energia existente, por não se ter preço de reserva, entendemos que o preço inicial levou alguns geradores a retirarem sua oferta logo na primeira rodada, culminando também na não contratação de 100% do mercado.

Deve-se destacar que não podemos comparar os preços dos leilões de energia existente com os preços que se espera para os leilões de energia nova, já que são produtos distintos. A visão do mercado é que a energia nova (botox mais novas usinas) será comercializada a um preço bastante superior ao verificado nos leilões de energia existente. O Edital publicado pela ANEEL traz um preço de referência para a primeira fase do leilão equivalente a R\$ 116 / MWh. Os resultados do leilão de energia nova dirão se sua metodologia e as premissas de preços atenderam às necessidades dos investidores no que concerne à realização da expansão da geração do setor energético brasileiro.

## 6 – BIBLIOGRAFIA

APINE, “Leilões de Energia Existente” Apresentação no ENASE 2005, São Paulo

Brasil, Decreto Federal nº 5.163/2004, nº 5.271/2004, nº 5.499 /2005

CCEE, “Comercialização no Setor Elétrico” Apresentação no ENASE 2005, São Paulo

Mendes, Dilcemar Paiva de, Edvaldo Alves Santana et Christiano Vieira da Silva. “Desafios Regulatórios no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”, ANEEL, Brasília, 2004.

ONS – “Planejamento Anual da Operação”, 2000

Sales, Cláudio, “O Leilão de Energia não passou no teste” reportagem veiculada no dia 08/04/2005.