ENERGIA ELÉTRICA E POLÍTICAS PÚBLICAS: O CASO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS *BOTOX* NOS LEILÕES DE ENERGIA*

Erik Eduardo Rego**
Virgínia Parente***

Este trabalho tem o objetivo de relatar e analisar a história dos projetos hidrelétricos que ficaram conhecidos como *botox*, expressão cunhada para definir aquelas usinas provindas de empreendimentos de geração existentes que tivessem obtido outorga de concessão ou autorização até a data da edição da Lei nº 10.848 de 2004; iniciado operação comercial depois de 1º de janeiro de 2000; e não contratado sua energia até a data da publicação da mesma lei. Traça-se a evolução desses projetos desde sua origem, ainda na primeira reforma do setor elétrico brasileiro em 1998, até seu desfecho, no leilão de energia nova de 2007, já no âmbito da segunda reforma do setor elétrico iniciada em 2004. O artigo prossegue com a descrição das alterações regulatórias, principalmente no que se refere ao critério de licitação de concessões de aproveitamentos hidrelétricos, caracterizando e identificando como se formou essa categoria de empreendimentos *botox*. Por fim, após a conceituação teórica de leilões, são analisadas as participações desse tipo de projeto nos cinco leilões de energia nova, ocorridos entre 2005 e 2007.

1 INTRODUÇÃO

Na alteração da regulamentação para a outorga de concessões de geração e para a comercialização de energia elétrica no país – ou seja, da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 (aqui referida como primeira reforma do setor elétrico brasileiro, ou modelo RE-SEB), para a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (aqui referida como segunda reforma do SEB, ou modelo reestruturado) – foram instituídas mudanças significativas no desenho regulatório setorial. Esse último formato institucional herdou muitos projetos de geração de energia hidrelétrica, licitados no modelo anterior pelo critério de maior pagamento pelo uso do bem público (UBP) e sem qualquer licenciamento ambiental outorgado, de extrema dificuldade de viabilização tanto sob o ponto de vista econômico-financeiro como ambiental e regulatório.

Nesse contexto, pelos artigos 17 e 18 da Lei nº 10.848 de 2004, o poder concedente atribui a esses projetos tratamento diferenciado. Sem serem caracterizados como aproveitamentos de energia existente (conhecidos como "energia velha"), nem como novos empreendimentos de geração ("energia nova") para efeito de contratação no ambiente de comercialização regulada (ACR), eles foram equiparados à dita energia nova apenas até o ano de 2007. Mesmo assim, esses projetos apresentariam

---

* Este trabalho deriva da dissertação de Mestrado desenvolvida pelo primeiro autor, sob a orientação do segundo, junto ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (PIPGE/USP).

** Engenheiro de Produção, Economista, Mestre em Energia pelo PIPGE/USP.

*** Professora do PIPGE/USP.

Erik_Virginia.indd 129 26/8/2008 12:08:49

características peculiares que viriam a reduzir sua competitividade nos leilões de contratação de energia elétrica, dificultando, dessa forma, sua potencial contribuição para o aumento da geração de energia elétrica nacional.

Sem uma terminologia oficial própria, esses projetos foram apelidados pelos agentes do setor como usinas *botox*, o que na linguagem coloquial do mercado significava projeto "velho" com "cara de novo". Velho, porque as concessões já haviam sido outorgadas quando da edição da Lei nº 10.848 de 2004, e cara de novo pela equiparação desses projetos à energia nova oriunda daqueles projetos que seriam outorgados após essa lei nos leilões de contratação.

São cerca de 46 projetos de usinas *botox*, com potência equivalente a 10.017 megawatts (MW) ou 5.278 MW médios (MWm) de energia assegurada. Voltando-se a março de 2004, quando da edição da segunda reforma do setor elétrico, havia 29 dessas hidrelétricas cujas obras não tinham sido iniciadas ou estavam paralisadas. Em termos energéticos eram 5.956 MW de capacidade e 3.305 MWm de energia assegurada, números que podem ser comparáveis ao do grandioso projeto do complexo do rio Madeira.[1]

Em outubro de 2007, após a realização do último leilão de energia *botox*, e passados três anos e sete meses da edição da segunda reforma, o número de hidrelétricas *botox* cujas obras ainda não haviam sido iniciadas reduziu-se para 12 usinas, que juntas representam 2.235 MW de capacidade instalada. Em outras palavras, durante o período da segunda reforma, para 17 usinas, equivalentes a 3.721 MW de potência, ou 62,5% da potência de março de 2004, foram encontradas soluções para que estas saíssem do papel, demonstrando-se que houve evolução não desprezível. Entretanto, por alguns motivos, que serão examinados neste artigo, ainda restaram projetos com muitas dificuldades para serem viabilizados.

Diante do exposto, este artigo se propõe fazer um *relato* da origem dos projetos hidrelétricos conhecidos por *botox* e sua concomitante *análise,* com o objetivo de investigar por que houve tão longo período de impasse para tantos projetos, diagnosticar as razões pelas quais alguns deles encontraram viabilidade e outros não, identificando quais *estratégias* os agentes e o governo poderiam adotar de forma a viabilizar aqueles que ainda continuam inviáveis.

2 ORIGEM DAS USINAS HIDRELÉTRICAS *BOTOX*

2.1 Critério de licitação de novos empreendimentos

A Lei nº 8.987 de 1995, com nova redação dada pela Lei nº 9.648 de 1998, estabeleceu nos três primeiros incisos do artigo 15 que a concessão de serviços públicos

1. O complexo do rio Madeira é composto pelos projetos de usinas hidrelétricas (UHEs) Santo Antônio e Jirau, com 3.150 MW (2.050 MWm) e 3.300 MW (2.193 MWm) de capacidade, respectivamente.

Erik_Virginia.indd 130 26/8/2008 12:08:49

seria precedida de prévia licitação, a ser implementada pelos seguintes critérios de julgamento: *a*) o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado; *b*) a maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão; e *c*) a combinação desses dois critérios.

Com fundamento nisso, o poder concedente – à época representado mais de perto pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee), cujas competências foram atribuídas à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) quando de sua criação por meio da citada Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1966 – elegeu o critério da maior oferta de pagamento pelo uso do bem público para julgamento nas licitações para geração de energia, ou seja, o critério baseado na maior remuneração pela utilização do potencial hidroenergético nele empregado.

Neste novo regime a exploração de potenciais hídricos para a geração de energia hidrelétrica deixou de ser considerada como serviço público para se caracterizar como concessão de UBP, outorgada para as finalidades de produção independente de energia elétrica ou autoprodução

2.2 Leilões de concessão

Uma vez que a liberalização da comercialização de energia entre agentes de geração e as concessionárias de distribuição teria como conseqüência natural o estímulo da concorrência entre os primeiros, inevitavelmente resultaria também na inibição de novos investimentos na atividade de geração, pois no regime da livre comercialização, baseado no binômio oferta-demanda, não seria do interesse dos fornecedores o excesso de oferta desse produto no mercado.

Essa percepção gerou justificada preocupação dos grandes consumidores, isto é, empresas mineradoras, produtoras de cimento, papel, alumínio etc., cuja atividade industrial depende do abastecimento regular e intenso de energia elétrica, na medida em que a escassez desse produto resultaria em aumento incontrolável do seu preço no mercado, o que viria dificultar ou mesmo inviabilizar a subsistência empresarial desses consumidores, pela falta de suprimento de insumo imprescindível à sua atividade industrial.

Tal circunstância levou esse grupo de grandes consumidores a optar pela construção de seus próprios empreendimentos na condição de autoprodutores, para o que, seguindo as regras estabelecidas na legislação então vigente, vieram a participar, em conjunto com investidores que desejavam atuar na comercialização de energia (produtores independentes), de licitações abertas pelo poder concedente, com base no critério da maior oferta de pagamento à União pelo UBP (os potenciais hidroenergéticos).

Isso resultou na outorga de novas concessões a autoprodutores e produtores independentes mediante leilões de concessão promovidos pela Aneel. A tabela 1

apresenta uma amostra de usinas outorgadas nesses leilões, lembrando que a proposta vencedora foi aquela que então ofereceu o maior pagamento pelo UBP. O ágio referido na tabela é justamente a diferença entre o valor mínimo estipulado pelo poder concedente e o valor da proposta vencedora.

TABELA 1
Exemplos de ágios pagos nos leilões de concessão pelo critério de maior UBP

Leilão	Usina	MW	Ágio (%)	Acionistas
Junho/2000	Quebra-Queixo	120,0	1.106	Cia. Energética Chapecó
Abril/2000	Barra Grande	690,0	627	Baesa, Alcoa, DME[a], CCC[b]
Novembro/2000	Picada	50,0	772	Votorantim
Junho/2001	Foz do Chapecó	855,0	554	CVRD[c], Foz Energia
Junho/2001	Serra do Facão	210,0	3.090	Alcoa, CBA[d], DME, VC[e]
Novembro/2001	Salto Pilão	181,0	2.437	Alcoa, CCC, DME, VC
Novembro/2001	São Salvador	241,0	1.868	Grupo Rede
Novembro/2001	Pedra do Cavalo	160,0	2.638	Votorantim
Novembro/2001	Couto Magalhães	150,0	3.089	Grupo Rede
Novembro/2001	Santa Isabel	1.087,0	1.694	Biliton, CVRD, CCC, Alcoa, VC

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à Aneel (2007).

Notas: [a] Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas.

[b] Construção e Comércio Camargo Corrêa.

[c] Companhia Vale do Rio Doce.

[d] Companhia Brasileira de Alumínio.

[e] Votorantim Cimentos.

O pagamento de valores astronômicos pelo uso dos potenciais hidroenergéticos (UBP) chegou a até 3.000% de ágio sobre o valor mínimo fixado pelo poder concedente. Esse valor representava até 30% do valor da energia gerada. No regime legal então vigente, era o único modo de os autoprodutores assegurarem a energia necessária ao desenvolvimento da sua atividade social e de os produtores independentes assegurarem a geração de energia necessária para ser comercializada no mercado em que pretendiam atuar.

2.3 Alteração do modelo regulatório

No entanto, não demorou muito para que se tornasse perceptível o fracasso do regime de outorga de concessão para a geração de energia elétrica na modalidade de maior pagamento pelo UBP, combinado com a abertura do mercado programada pela Lei nº 9.648 de 1998, levando o Congresso Nacional, dentro da perspectiva do novo governo, o do presidente Lula, a editar a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, criando nova regulamentação para a outorga de concessões de geração e para a comercialização de energia no país.

Erik_Virginia.indd 132 26/8/2008 12:08:49

Esse novo diploma criou as figuras do ACR e do "ambiente de contratação livre (ACL)", definindo o primeiro como sendo a compra e venda de energia elétrica por concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica; e o último como sendo a comercialização direta de energia pelos mesmos agentes de geração aos consumidores livres definidos nos artigos 14 e 15 da Lei nº 9.074 de 1995.

A partir dessa nova norma, a aquisição de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição de energia para venda aos consumidores cativos em seus respectivos mercados passou a ser feita por meio de licitações; nestas procurava-se garantir, entre outros aspectos, a observância da modicidade tarifária e das condições e limites de repasse do custo de aquisição desse produto para os consumidores finais, sendo as contratações reguladas por meio de contratos bilaterais denominados contratos de comercialização de energia no ambiente regulado (Ccear).

Além disso, as licitações para a concessão de geração de energia deixaram de ser realizadas pelo critério da maior oferta pela utilização dos potenciais hidroenergéticos para seguir o critério da menor tarifa da energia a ser produzida para comercialização ACR. O objetivo desse tipo de contratação é propiciar economia de escala na licitação para a nova energia, repartir os riscos e os benefícios dos contratos e equalizar as tarifas de suprimento dos distribuidores.

Nesse contexto, haverá um preço único de repasse da energia nova para todas as empresas distribuidoras de energia elétrica, dado pela média ponderada dos preços dos leilões realizados no ACR.

Essas licitações deveriam contemplar tanto a energia elétrica provinda de empreendimentos existentes (energia velha) como a de novos empreendimentos de geração (energia nova) e de fontes alternativas, entendendo-se por energia nova aquela oriunda de empreendimentos não detentores da outorga de concessão, permissão ou autorização para geração até o início do respectivo processo de licitação para compra de energia no ACR.

O artigo 17 da Lei nº 10.848 de 2004 equiparou à energia nova aquela provinda de empreendimentos de geração existentes (ou de projetos de ampliação) que atendessem cumulativamente aos seguintes requisitos: *a*) que tivessem obtido outorga de concessão ou autorização até a data da edição da lei; *b*) que tivessem iniciado operação comercial depois de 1º de janeiro de 2000; e *c*) que não tivessem contratado sua energia até a data da publicação da mesma lei (energia *botox*).

No que se refere a essa energia equiparada à energia nova pelo citado artigo 17, provinda de empreendimentos que receberam concessões para geração pelo critério de maior pagamento pelo uso do bem público na vigência da Lei nº 9.648 de 1998, o artigo 18 seguinte da mesma lei estatuiu que as respectivas usinas concorreriam em igualdade de condições com os demais empreendimentos (energia

Erik_Virginia.indd 133 26/8/2008 12:08:49

nova) na comercialização do produto no ambiente regulado, inclusive quanto ao valor estabelecido como referência para pagamento do UBP fixado pelo poder concedente.

Para isso, dispôs esse artigo 18 que a diferença entre o valor efetivamente contratado ou pago na licitação feita pelo regime da maior oferta pelo UBP e o valor de referência do UBP estabelecido para a licitação que viria a se realizar sob o novo modelo (de menor tarifa na venda no ACR), seria incorporada à receita do agente de geração de energia, limitado este benefício ao custo marginal da energia resultante de cada licitação, definido como sendo o correspondente ao maior valor da energia elétrica expresso em reais por megawatt-hora (MWh) nas propostas vencedoras.

3 REFERENCIAL TEÓRICO: TEORIA DE LEILÕES

Existem relatos de prática de leilões desde a Babilônia, há cerca de 2.500 anos, sendo esta uma das mais antigas formas de mercado; entretanto, apenas recentemente iniciou-se a análise formal desse mecanismo de transação, à luz da teoria dos jogos. De acordo com Varian (2000, p. 329), os primeiros estudos para o planejamento de leilões, por economistas, aconteceram na década de 1970, quando ocorreram os choques do petróleo e houve interesse do governo dos Estados Unidos em leiloar o direito de perfurar áreas com potenciais reservas de petróleo.

Os leilões têm sido considerados como instrumentos bem-sucedidos de política pública; Varian (2000) destaca os leilões de faixas do espectro de ondas de rádio para uso da telefonia celular nos Estados Unidos; para as privatizações de usinas elétricas estatais na Austrália; e para o sistema telefônico na Nova Zelândia. No Brasil, o mecanismo de leilões foi largamente utilizado nos processos de privatização a partir da década de 1990; no setor elétrico, também vêm sendo muito utilizados para as outorgas de concessões de UHEs e dos sistemas de transmissão, assim como de compra de energia elétrica.

Inicialmente, Varian (2000, p. 330) classifica os leilões quanto à natureza do bem em *leilão de valor privado* e *leilão de valor comum*. No leilão de valor privado, os participantes atribuem valores diferentes para o bem em pauta, dependendo de suas necessidades e preferências. Por exemplo, um objeto de arte, cujo valor para um colecionador pode ser diferente do que para um simples comprador.

Já no leilão de valor comum, o bem em questão tem o mesmo valor para todos os participantes. Um exemplo típico de leilão de valor comum é o de concessão de áreas de exploração de petróleo, em que o valor da *commodity* é dado pelo mercado e de conhecimento comum, sendo que o valor dos lances mede as expectativas de volume de petróleo que seria encontrado.

Erik_Virginia.indd 134 26/8/2008 12:08:49

Independentemente da natureza do bem leiloado, a classificação de um leilão depende de suas *regras*, isto é, um conjunto de especificações que determina: *a*) quem pode apresentar lances; *b*) que lances podem ser aceitos; *c*) a maneira como os lances são feitos; *d*) quais informações serão de domínio público; *e*) como o leilão termina; *f*) como determinar o vencedor; e *g*) qual preço que o vencedor deve pagar pelo bem que foi leiloado (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998, cap. 14).

O contexto em que é realizado, ou melhor, o *ambiente do leilão*, é definido como o conjunto que envolve os potenciais participantes que poderão apresentar lances, assim como as análises feitas por eles a respeito dos bens que serão leiloados. Isso também abrange as percepções de risco e das informações que cada um deles possui a respeito das valorações e atitudes frente ao risco dos demais (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998, cap. 14).

Os leilões podem ser de dois tipos, *aberto* ou *fechado*. No aberto não são estabelecidas regras ou pré-requisitos para participar; já no fechado, o interessado deve ser habilitado pelo organizador, o qual pode definir pré-requisitos, tais como licenças, depósito de garantia, características técnicas mínimas etc.

Já com relação aos lances no leilão, esses podem ser de duas naturezas, *selado* ou *oral*. No primeiro caso, os lances são feitos de forma secreta, os participantes escrevem seus lances e os entregam em envelopes fechados, os quais só serão de conhecimento comum após abertura dos envelopes, quando encerrada a fase de entrega das propostas, para então se declarar o vencedor do certame. Com relação ao lance oral, os participantes oferecem, pública e sucessivamente, seus lances até o encerramento do leilão; conseqüentemente, são de conhecimento de todos os participantes os lances de seus adversários.

Há três formas de se darem os lances no leilão: *ascendente*, *descendente* e *simultânea*. No primeiro caso, os participantes oferecem, sucessivamente, lances sempre mais altos que o lance imediatamente anterior, normalmente por algum incremento mínimo. Já no caso do descendente, não mais o participante, mas o leiloeiro é quem anuncia uma sucessão de preços para o bem leiloado, normalmente por um decremento mínimo, até que se atinja um valor que venha a ser declaradamente aceito por algum participante, encerrando-se o leilão. Por último, tem-se o leilão de lance simultâneo, que está diretamente associado ao tipo de lance selado (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998, cap. 14).

Independentemente da forma de se dar o lance, ascendente ou descendente, não necessariamente a regra de determinação do valor do lance vencedor é a que determinará o preço final do bem leiloado. Isso ocorre apenas no chamado *leilão de primeiro preço*. Entretanto, existe também o chamado *leilão de segundo preço*, cujo bem fica com quem ofereceu o melhor lance; no entanto, esse participante vencedor pagará o preço ofertado pelo segundo melhor lance. Esse segundo tipo

de determinação do valor a ser pago pelo bem leiloado também é conhecido como *leilão do filatelista*[2] ou *leilão de Vickrey*.[3]

Por fim, há dois tipos mais comuns de leilões, o *inglês* e o *holandês*. O primeiro é um leilão de primeiro preço, com lances orais e ascendentes, em que o leiloeiro estabelece um preço de reserva,[4] que é o menor preço pelo qual o vendedor aceita desfazer-se de seu bem; o leilão é encerrado pelo leiloeiro quando não houver mais nenhum lance. No caso do holandês, assim denominado em função de seu uso na Holanda para vender queijos e flores, assim como no inglês, o leilão é de primeiro preço, porém, a forma de anúncio de preços é descendente, e se encerra quando o primeiro participante aceita o último lance proposto.

Quando se inicia o planejamento do leilão, deve-se determinar o mecanismo de modelagem econômica, se com o objetivo de *eficiência de Pareto*[5] ou de *maximização do lucro* para o vendedor.

No caso em que o vendedor de um bem apresenta conhecimento dos lances de cada um dos interessados, o problema da modelagem é simples:

> No caso de maximização do lucro o vendedor deveria entregar o bem à pessoa que lhe atribui o maior valor e cobrar esse preço. Se o objetivo desejado for a eficiência de Pareto, o bem deveria, ainda, caber a quem lhe atribui o maior valor, mas o preço poderia situar-se entre esse valor e zero, uma vez que a distribuição do excedente não tem qualquer relevância do ponto de vista da eficiência de Pareto (VARIAN, 2000, p. 332).

Para maximizar o lucro no leilão, a estratégia proposta por Varian (2000) é estabelecer um preço de reserva. Caso o interesse seja alcançar resultado eficiente de Pareto, Varian (2000) recomenda adotar o leilão de segundo preço (ou leilão de Vickrey).

Duas podem ser as naturezas dos jogadores participantes, *não-cooperativos* e *cooperativos*. Quando não há a possibilidade de acordos, ou quando não há como garantir que acordos firmados sejam honrados, os jogadores são classificados como não-cooperativos. Entretanto, quando os jogadores podem tomar decisões coordenadas, mediante representação por acordos de classes ou associações de interesses, são classificados como cooperativos (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

---

2. Foi dada essa denominação por ser originalmente utilizada por colecionadores de selos.

3. Homenagem a William Vickrey, ganhador do Nobel de 1996, por seu trabalho na análise de leilões.

4. Quando do estabelecimento de um preço de reserva em um leilão, se o melhor preço oferecido estiver abaixo do preço declarado, o vendedor reserva-se o direito de comprar o item ele mesmo. Na prática, indica o valor pelo qual alguém está disposto a comprar ou vender alguma coisa.

5. Uma determinada situação 1 envolvendo um grupo de indivíduos é dita ser melhor ou superior em relação a outra situação 2, se, na situação 1, nenhum desses indivíduos estiver com menor bem-estar do que na situação 2, e pelo menos um deles estiver com maior nível de bem-estar.

Erik_Virginia.indd 136 26/8/2008 12:08:49

Na teoria dos jogos, as ações dos jogadores podem ocorrer em duas dimensões temporais, sendo elas *estáticas* ou *dinâmicas*. O jogo é tido como simultâneo ou estático, quando cada jogador tem de decidir que ação tomar sem conhecer as decisões dos demais jogadores. Por outro lado, o jogo é tido como dinâmico, quando as ações de cada jogador são seqüenciais, a partir de uma ordem preestabelecida (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Dependendo da quantidade de informações disponíveis e/ou de conhecimento de cada jogador, os jogos podem ser classificados como de *informação completa* ou *incompleta*. Quando todos os jogadores envolvidos têm ciência de toda e qualquer informação relevante para sua tomada de decisão – tais como a correta difusão de todas as regras do jogo; quem são os jogadores participantes; o que cada jogador pode tomar de ação; os possíveis resultados do jogo; e as preferências dos jogadores em função dos possíveis resultados –, o jogo é classificado como de informação completa. Entretanto, basta que um único jogador não tenha acesso às informações relevantes para a sua tomada de decisão que o jogo é classificado como de informação incompleta (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Em leilão que não vale a hipótese de valor privado independente, ou seja, leilão em que o bem em pauta tem o mesmo valor para todos os jogadores, por já ser definido no mercado, aplica-se o conceito de leilão com valor comum. Bierman e Fernandez (1998) citam como exemplos: ativos financeiros, imóveis e bens em geral para os quais existem mercados para transação.

Entretanto, Varian (2000, p. 335) alerta que "cada participante pode ter uma estimativa diferente desse valor", em função de crenças e informações distintas a respeito do bem, por participante.

De acordo com Bierman e Fernandez (1998) e Varian (2000), o jogador racional só ganha o leilão se oferecer um valor pelo bem superior ao que ele vale e a qualquer outro lance de um concorrente. Esse fato é denominado a maldição do ganhador, assim sintetizado por Bierman e Fernandez (1998): "Em ambientes com valor comum, o vencedor do leilão será aquele que fizer, inicialmente, a maior superestimação do bem leiloado. E participantes racionais sabem disso e levam em conta esse fato para escolher os valores dos seus lances."

Bierman e Fernandez (1998) finalizam a análise de leilões no âmbito da teoria dos jogos, concluindo que: *a*) em leilões selado e oral do tipo holandês vale o teorema de equivalência de receita, ou seja, a receita esperada pelo vendedor é a mesma tanto em lance de primeiro preço como em lance de segundo preço; *b*) já em leilão oral do tipo inglês, como os jogadores vão revelando suas avaliações do bem a cada rodada, eles tendem a fazer ofertas mais agressivas, possibilitando ao vendedor obter um preço final esperado maior do que nos casos dos leilões selado e oral do tipo holandês, justificando a popularidade desse tipo de leilão.

4 ANÁLISE DA PARTICIPAÇÃO DAS *BOTOX* NOS LEILÕES DE ENERGIA

4.1 Sistemática

Os leilões foram todos fechados, segundo o modelo holandês, isto é, lances "orais" (no caso, eletrônicos), descendentes e de primeiro preço, com diversas rodadas, sendo que a cada uma os vendedores davam seus lances informando a quantidade de energia ofertada para o preço válido naquela rodada.

Não se discute a preferência pela sistemática adotada, inglês ou holandês, de primeiro ou segundo preço, até porque, em leilões do tipo holandês há equivalência de receita, independentemente da sistemática de preço (primeiro ou segundo) e de lance (selado ou oral).

Isto posto, ganham força os constantes questionamentos feitos pelos agentes do setor quanto ao estabelecimento de preços-teto próximos aos preços de fechamento. Se, por um lado, essa prática tem por objetivo minimizar o poder de mercado, por outro, tem levado ao desestímulo ao investimento e à conseqüente fraca concorrência nos certames.

4.2 Pagamento pelo uso do bem público nos leilões de novos empreendimentos

Na definição do valor de pagamento pelo UBP, para cada novo empreendimento licitado, o poder concedente definiu como seu objetivo encontrar o ponto de equilíbrio entre a maximização dos pagamentos à União e a minimização do impacto sobre o preço da energia elétrica aos consumidores regulados.

Assim, foi definido que esse valor seja variável em função da atratividade do empreendimento, dada pela razão entre a tarifa de referência baseada no custo de produção (CP), e o custo marginal de expansão (CME), ambos em reais/MWh. Essa razão resulta no valor percentual (VP) aplicado sobre a receita anual do empreendimento.

Quanto mais próximo estiver o CP do CME, menor a atratividade do empreendimento; assim, o cálculo do VP foi definido em função da razão CP/CME. Quando essa razão for superior a 1,0, o VP será igual a 0,5%; já quando for menor ou igual a 1/3, o VP será igual a 1,0%; e quando estiver entre 1/3 e 1,0, deverá ser adotada a seguinte equação:

$$VP = \frac{5 - 3 \times \frac{CP}{CME}}{4} \qquad (1)$$

Equação (1): valor percentual

O valor do pagamento anual pelo UBP relativo a empreendimento de geração hidrelétrica qualquer pode ser então calculado, ao término do leilão, multiplicando-se o valor de seu VP (%) pela sua garantia física (GF, em MWm), e pelo respectivo preço ofertado (PO, em R$/MWh) final, ou seja:

$$UBP = \left(\frac{8.760}{100} \right) \times VP \times GF \times PO \quad (2)$$

Equação (2): cálculo do UBP de referência

Já para os empreendimentos que obtiveram concessões com base no máximo pagamento de UBP (usinas *botox*), em relação aos procedimentos licitatórios para contratação de energia no ACR, o artigo 2º, § 5º, inciso I, da Lei nº 10.848 de 2004, possibilita sua oferta de energia elétrica junto aos novos empreendimentos de geração. Em complementação, o artigo 18 da mesma lei, regulamentado pelo artigo 23 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, ratifica esse critério, conferindo tratamento específico a esses empreendimentos, o que pode ser descrito da seguinte forma:

- concorrem eles nas mesmas condições dos demais participantes da licitação para contratação de energia no ACR, inclusive quanto ao valor de referência do UBP relativo ao empreendimento licitado, a ser definido pelo poder concedente;

- a diferença entre o UBP efetivamente pago à União, definido na respectiva licitação original, da qual resultou a concessão ou autorização dos empreendimentos *botox*, e o UBP de referência, conforme equação (3), deverá ser incorporada à receita do gerador, ou seja:

$$UBP_{pago} - UBP_{referencia} + lance_vencedor = receita_do_gerador \quad (3)$$

Equação (3): receita adicional do gerador

- o valor a ser incorporado à receita do gerador, somado ao lance vencedor da licitação, não poderá ultrapassar o custo marginal da energia resultante desse processo, conforme regulamentação, ou seja:

$$UBP_{pago} - UBP_{referencia} + lance_vencedor \leq custo_marginal_de_energia \quad (4)$$

Equação (4): limite da receita adicional ao gerador

4.3 Primeiro leilão de energia nova: dezembro de 2005

O leilão de contratação de energia proveniente de novos empreendimentos de geração e dos empreendimentos enquadrados nos termos do artigo 17 da Lei nº 10.848 de

2004 (usinas *botox*), para entrega da energia no ambiente de contratação regulada, mais conhecido por primeiro leilão de energia nova, teve participação predominantemente de usinas termelétricas. Foram contratados 3.286 MWm de energia, sendo 2.278 de fonte termelétrica, ou seja, aproximadamente 70% da energia contratada, conforme demonstra a tabela 2:

TABELA 2
Participação por fonte no primeiro leilão de energia nova

Fonte	Energia (MWm) para entrega a partir de				
	2008	2009	2010	Total	Participação (%)
Hidrelétrica	71,0	46,0	891,0	1.008,0	30,7
Termelétrica	561,0	855,0	862,0	2.278,0	69,3

Fontes: EPE (2007) e CCEE (2007).

Desses 2.278 MWm de contratação termelétrica, 1.391 MWm (61%) advêm de geração que utiliza como combustível principal o gás natural, conforme indicação da tabela 3.

TABELA 3
Participação entre as fontes termelétricas no primeiro leilão de energia nova

Fonte	Energia (MWm) para entrega a partir de				
térmica	2008	2009	2010	Total	Participação (%)
Biomassa	31,0	66,0	-	97,0	4,3
Carvão	-	254,0	292,0	546,0	24,0
Gás natural	352,0	469,0	570,0	1.391,0	61,0
Óleo	178,0	66,0	-	244,0	10,7

Fontes: EPE (2007) e CCEE (2007).

No balanço final do leilão, as participações de cada fonte foram: 42% do total utilizam como combustível o gás natural; 17% o carvão; 7% o óleo (combustível ou diesel); e 3% a biomassa (bagaço de cana-de-açúcar), além de 31% serem de hidroeletricidade, conforme indica a figura 1.

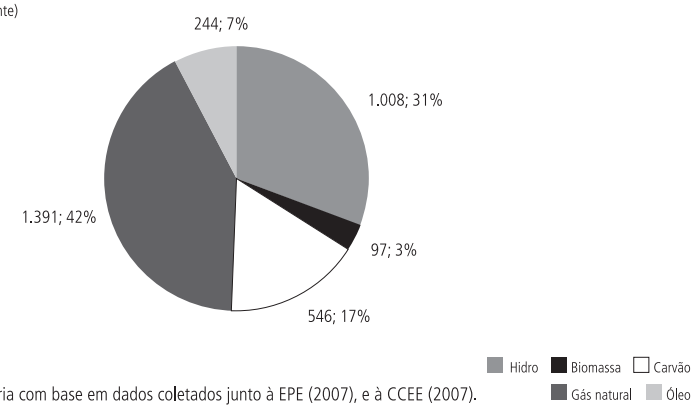
As hidrelétricas *botox*, em especial as de elevado UBP, demonstraram plena falta de competitividade frente às demais fontes. Analisando-as somente perante os novos empreendimentos hidrelétricos, já se percebe o quanto o pagamento pelo uso do bem público pode inviabilizá-las.

A partir da metodologia de cálculo do UBP para novos empreendimentos, apresentada na subseção 4.2 deste trabalho, e de que o item 12.16 do Edital de Leilão nº 002/2005-Aneel estipulou o custo marginal de referência em R$ 116,00/MWh – definido no próprio edital, item 2.26, como "o valor em reais por megawatt-hora (R$/MWh), calculado pela EPE e aprovado pelo MME, da maior estimativa de

Erik_Virginia.indd 140 26/8/2008 12:08:50

custo de geração dos empreendimentos a serem licitados, considerados suficientes para o atendimento da demanda conjunta do ACR e ACL" – e dos resultados do leilão, tem-se os seguintes valores de pagamento pelo uso do bem público, já em R$/MWh, para os projetos licitados:

FIGURA 1
Participação no 1º leilão de energia nova
(Em MWm e percentualmente)



Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à EPE (2007), e à CCEE (2007).

TABELA 4
UBP de novos empreendimentos no leilão de dezembro de 2005

Usina	MWm	CP	CME	CP/CME	VP (%)	R$/MWh
Foz do Rio Claro	41,0	108,20	116,0	0,93276	0,550	0,60
São José	30,0	115,80	116,0	0,99828	0,501	0,58
Baguari	77,0	115,10	116,0	0,99224	0,506	0,58
Passo São João	37,0	112,55	116,0	0,97026	0,522	0,59
Paulistas	47,0	114,37	116,0	0,98595	0,511	0,58
Simplício	185,0	115,38	116,0	0,99466	0,504	0,58
Retiro Baixo	36,0	114,86	116,0	0,99017	0,507	0,58

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à EPE (2007) e à CCEE (2007).

Nota-se que esses valores se situam entre R$ 0,58 e R$ 0,60/MWh; por outro lado, as usinas *botox* habilitadas para esse leilão apresentam valores de UBP com outra ordem de grandeza, conforme demonstra a tabela 5.

Além da menor competitividade em função dessa diferença de valor do encargo, os empreendimentos *botox* só conheceriam o diferencial do UBP que seria incorporado a sua receita ao final do leilão, quando estivesse definido o preço marginal resultante do certame. Na prática, significou adicional de risco a projetos já pouco competitivos. O exemplo a seguir ilustra melhor essa problemática.

TABELA 5
UBP em R$/MWh das usinas *botox* habilitadas para o leilão de dezembro de 2005

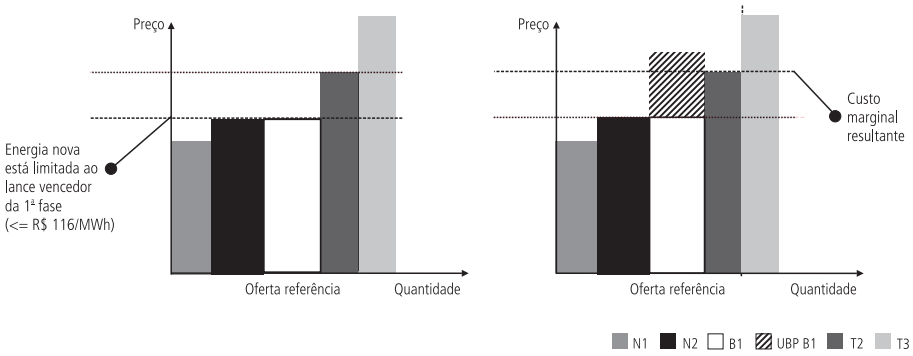
Usina	MWm habilitados	MWm comercializados	UBP R$/MWh
14 de julho (Ceran)	10,6	10,0	4,56
Barra Grande	252,36	0	4,45
Cachoeirinha (São João)	23,2	0	5,26
Caçu	42,9	0	1,21
Campos Novos	289,49	0	0,46
Cana Brava	273,50	0	5,63
Castro Alves (Ceran)	13,57	13,0	4,56
Estreito	584,67	0	1,80
Foz do Chapecó	258,89	0	7,78
Itá	278,34	116,0	-
Itacoara	110,0	0	3,65
Jauru	9,46	0	
Luís Eduardo Magalhães		12,0	
Machadinho		84,0	-
Manso		90,0	
Mascarenhas		23,0	
Monte Claro (Ceran)	12,51	12,0	4,56
Murta	58,00	0	1,41
Pai Querê	186,60	0	1,17
Pedra do Cavalo	56,40	0	31,40
Picada	27,00	0	12,28
Porto Primavera	230,00	148,0	23,08
Quebra Queixo			8,76
Queimado	10,15	9,0	0,66
Salto Pilão	104,40	0	28,75
São João (Cachoeirinha)	30,70	0	5,26
São Salvador	147,80	0	22,58
Serra do Facão	182,40	0	38,59

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à Aneel (2005).

Sendo N1 e N2 novos empreendimentos de geração hídrica, B1 usina *botox* (custo não inclui a diferença do UBP), e T2 e T3 empreendimentos termelétricos, o empreendedor estava sujeito ao risco de o projeto *botox* B1, somado ao seu custo de UBP, ultrapassar o custo marginal resultante, isto é, o preço máximo de comercialização atingido no leilão, e assim não receber toda a diferença, e tampouco saber quanto dessa diferença seria incorporada a sua receita.

Erik_Virginia.indd 142 26/8/2008 12:08:50

FIGURA 2
Simulação do leilão de dezembro de 2005



Fonte: Elaboração própria.

Além da perda de competitividade em função do UBP, o estabelecimento do preço teto de R$ 116,00/MWh inviabilizou muitos projetos *botox* até mesmo aqueles cujo valor do UBP não é tão significativo.

4.4 Segundo leilão de energia nova: junho de 2006

Em 29 de junho de 2006, foi realizado o leilão de compra de energia elétrica A-3, isto é, para atendimento do mercado a partir do ano de 2009. Aproximadamente 11 mil MWm foram habilitados, sendo apenas 1.682 MWm contratados, na proporção indicada na tabela 6.

Pela tabela nota-se que 893 MWm de energia proveniente de empreendimentos *botox* habilitados não foram negociados. Forte razão está no fato de que o valor da diferença que poderia ser incorporada à receita das geradoras ficou limitado a R$ 9,42 por MWh,[6] enquanto os valores do encargo do UBP resultantes da licitação original variavam entre R$ 0,54 e R$ 38,59 por MWh. Abaixo da diferença máxima permitida, enquadravam-se 1.342 MWm.

Não obstante, aproximadamente 51% dessa energia habilitada foram contratados, mas é importante destacar ainda que, dos 940 MWm vendidos, 419 MWm (45%) referem-se a projetos cujos vendedores são estatais – Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig) e Companhia Energética de São Paulo (Cesp) –, que costumam trabalhar com taxas de retorno inferiores às de empresas de capital privado.

6. Custo marginal resultante *menos* preço-teto da fonte hidro: R$ 134,42 – R$ 125,00 = R$ 9,42/MWh.

TABELA 6
Quadro de potência do leilão A-3 de 2006

Fonte	A Número	B Potência (MW)	C Disponibilidade (MWm)	D Vendidos (MWm)	D/C %	Participação (%)
Usinas hidrelétricas	12	5.849	1.833	940	51,3	55,9
Pequenas centrais hidrelétricas (PCHs)	27	491	320	88	27,5	5,2
Bagaço de cana	20	739	263	58	22,1	3,4
Biogás	1	20	20	10	51,3	0,6
Cavaco de madeira	1	4	3	2	60,6	0,1
Carvão mineral	1	650	556	-	0,0	0,0
Gás natural - bicombustível	8	4.068	3.724	10	0,3	0,6
Gás de processo	1	431	397	-	0,0	0,0
Óleo combustível	31	2.512	2.438	402	16,5	23,9
Óleo diesel	24	1.525	1.371	172	12,5	10,2
Total	126	16.288,2	10.924,5	1.682,0	-	100

Fonte: CCEE (2007).

TABELA 7
Usinas hidrelétricas *botox* de baixo UBP

Empreendimento	MWm habilitados	UBP original (R$/MWh)	MWm negociados
Aimorés	172,00	-	84,00
Barra Grande	252,36	4,45	10,00
Cana Brava	273,50	5,63	273,00
Eng. Sérgio Motta	82,00	-	82,00
Funil Grande	89,00	-	
Irapé	206,30	0,54	206,00
Itá	220,00	-	220,00
Queimado	47,00	0,66	47,00
Total	1.342,16		922,00

Fonte: Elaboração própria.

Por outro lado, os empreendimentos listados na tabela 8, responsáveis pela habilitação de 490,4 MWm, apresentavam valor do UBP acima da diferença máxima que poderia ser incorporada à receita.

Praticamente não houve comercialização dessa energia, apenas a Cemig vendeu 18 MWm da UHE Porto Estrela.

TABELA 8
Usinas hidrelétricas *botox* de elevado UBP

Empreendimento	MWm habilitados	UBP original (R$/MWh)	MWm negociados
Porto Estrela	55,80	23,08	18,00
Salto Pilão	104,40	28,75	-
São Salvador	147,80	22,58	-
Serra do Facão	182,40	38,59	-
Total	490,40	-	18,00

Fonte: Elaboração própria.

Como se vê, apesar da flexibilização da sistemática adotada com o intuito de aumentar a competitividade da energia *botox*, essa iniciativa revelou-se necessária, porém não suficiente, uma vez que alguns empreendimentos hidrelétricos ainda continuariam com ônus desproporcional em relação a outros. Isto porque, mesmo com a receita adicional que seria auferida, esses empreendimentos continuariam com diferença de custo que pode chegar a R$ 29,17/MWh.[7]

Soma-se a isso o preço-teto estipulado para esse leilão, pois embora tenha havia avanço ao elevá-lo de R$ 116,00/MWh (preço-teto do primeiro leilão de energia nova) para R$ 125,00/MWh, ainda não se mostrou suficiente para a plena viabilização das usinas *botox*.

Com relação aos principais vendedores do leilão, a Petrobras manteve expressiva participação, embora tenha reduzido sua influência, enquanto no leilão de dezembro de 2005 a empresa havia comercializado 42% de todo o volume negociado (1.391 MWm); em junho de 2006, representou 19% do total (318 MWm), tendo participação inferior somente à da Cemig.

TABELA 9
Vendedores do leilão A-3 de junho de 2006

Empreendedor	MWm	%
Cemig	355,00	21,1
Petrobras Distribuidora	318,00	18,9
Companhia Energética Meridional (CEM)	273,00	16,2
Tractebel Energia	220,00	13,1
Termomanaus	116,00	6,9
Cia. Energética de Petrolina	84,00	5,0
CESP	82,00	4,9
Termoelétrica Potiguar (TEP)	56,00	3,3
Outros	178,00	10,6

Fonte: CCEE (2007).

7. Tomando o caso extremo da UHE Serra do Facão, cujo pagamento pelo UBP é de R$ 38,59/MWh, valor que, subtraído da diferença de R$ 9,42/MWh, ainda fica com um déficit de R$ 29,17/MWh.

4.5 Terceiro leilão de energia nova: outubro de 2006

Em 10 de outubro de 2006 realizou-se o terceiro leilão de energia nova, para entrega da energia elétrica no ambiente de contratação regulada a partir de 2011, assim denominado leilão A-5/2006.

Foram habilitados 107 projetos, totalizando 19.177 MW de capacidade, ou 9.013 MWm de energia assegurada. Entretanto, o processo de habilitação das usinas ocorreu antes da publicação do edital, e, portanto, sem conhecimento dos preços-teto para cada fonte.

Já o depósito de garantias para pré-qualificação ocorreu quando do conhecimento desses preços (R$ 140,00/MWh para a fonte termelétrica e R$ 125,00/MWh para a fonte hidrelétrica), e o resultado visto foi a diminuição da oferta de energia de 9.013 MWm para 3.596 MWm, redução de 60%. Foi clara demonstração de que o preço-teto mais uma vez não agradou, nem mesmo à Petrobras, que retirou 646 MWm.

Do volume qualificado, apenas 1.104 MWm de energia foram contratados, na proporção indicada pela tabela 10. O preço médio do certame foi de R$ 128,90/MWh, sendo que os 535 MWm de fonte termelétrica foram comercializados na média de R$ 137,44/MWh – Índice de Custo Benefício (ICB) máximo de R$ 138,00/MWh –, e os 569 MWm de fonte hidrelétrica na média de R$ 120,86/MWh (preço máximo de R$ 135,98/MWh – incluído o diferencial do UBP acrescido à receita do gerador *botox*).

TABELA 10
Potência habilitada e contratada

	A	B	C	D	D/C	
Fonte	Número	Potência (MW)	Disponibilidade (MWm)	Vendidos (MWm)	%	Participação (%)
Hidrelétrica nova	4	752,0	441,5	339,0	76,8	30,7
Hidrelétrica *botox*	7	2.827,1	1.541,2	230,0	14,9	20,8
PCH	5	99,6	54,5	-	0,0	0,0
Bagaço de cana	11	363,6	142,1	61,0	42,9	5,5
Gás natural	2	1.428,7	763,3	200,0	26,2	18,1
Gás de processo	1	490,0	419,8	200,0	47,6	18,1
Óleo combustível	6	586,3	357,8	5,0	1,4	0,5
Óleo diesel	1	174,3	69,8	69,0	98,9	6,3
Total	37	6.721,60	3.790,00	1.104,00	29,1	100,0

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à CCEE (2007).

Com relação aos novos empreendimentos de fonte hidrelétrica licitados na primeira etapa do leilão, apenas os projetos UHE Dardanelos e UHE Mauá foram outorgados, enquanto UHE Barra do Pomba e UHE Cambuci não encontraram viabilidade, conforme demonstra a tabela 11.

TABELA 11
Novos empreendimentos de fonte hidro

Projeto	Potência (MW)	Energia (MWm)	Investimento (R$ mil)	Energia vendida (MWm)	Preço-teto (R$/MWh)	Preço de venda (R$/MWh)
Barra Pomba	80,0	53,1	256.571	-	125,41	-
Cambuci	50,0	35,8	217.725	-	152,54	-
Dardanelos	261,0	154,9	534.059	147,0	120,00	112,68
Mauá	361,0	197,7	821.255	192,0	116,35	112,96

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à CCEE (2007).

A não contratação das usinas Barra do Pomba e Cambuci é positiva do ponto de vista econômico, já que os custos indicativos de viabilidades desses projetos, calculados pela própria Empresa de Pesquisa Energética (EPE), indicavam valores de R$ 125,41/MWh e R$ 152,54/MWh, respectivamente, frente ao preço-teto de R$ 125,00/MWh. Por outro lado, para o sistema elétrico é ruim, porque esse preço-teto inviabilizou a contratação dessas usinas, mas permitiu que usinas térmicas comercializassem energia a até R$ 138,00/MWh, valor que viabilizaria a UHE Barra do Pomba, mais barata e menos poluidora.

Com relação às UHEs *botox*, o resultado foi de certa forma surpreendente, pois justamente duas usinas de grande diferencial de pagamento pelo UBP, São Salvador e Salto Pilão, comercializaram energia, enquanto outros projetos de diferencial de UBP pequeno não venderam, conforme demonstra a tabela 12.

TABELA 12
Resultado dos projetos *botox*

Empreendimento	MWm habilitados	UBP orig. (R$/MWh)	MWm negociados	Preço de venda (R$/MWh)
Estreito	584,9	1,2	-	-
Foz do Chapecó	432,0	8,1	-	-
Funil	43,6	0,0	-	-
Monjolinho	43,1	10,2	42,0	122,63
Salto Pilão – CC	106,7	29,2	20,0	133,34
– DME	-	-	20,0	135,98
São Salvador	148,5	22,9	148,0	135,01
Serra do Facão	182,4	39,2	-	-
Total	1.541,2		230,0	

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à CCEE (2007).

A não comercialização de 1.311 MWm de energia *botox* tem causa similar à do segundo leilão de energia nova: preço-teto que não viabilizava a maioria dos projetos *botox*. Entretanto, o cenário foi ainda mais crítico, pois o preço-teto, sem UBP, das usinas *botox*, foi definido como o maior valor de venda de energia elétrica pelos novos empreendimentos (realizado em fase preliminar). Perante amostra ínfima de dois projetos, que não necessariamente representam o custo marginal de expansão de UHE, as *botox* não puderam ofertar sua energia a um valor superior aos R$ 112,96/MWh comercializados pela UHE Mauá.

Bem que o preço-teto resultante para as usinas *botox* poderia ter sido melhor, caso o preço-teto do leilão viabilizasse a UHE Barra do Pomba, estimado pela EPE em R$ 125,41/MWh. Nessa condição, as usinas *botox* poderiam ofertar lances sem a diferença do UBP, a esse preço-limite, ampliando assim o universo de projetos viáveis.

Já com relação aos empreendimentos térmicos, as condições oferecidas continuaram melhores, e na tabela 13 estão listados os preços de comercialização, dados pelo ICB para cada projeto.

A tabela 13 demonstra ainda o ganho adicional que as usinas de bagaço de cana-de-açúcar têm devido à metodologia de cálculo do ICB. Da média no ICB de R$ 137,10/MWh, as usinas obtêm receita anual média de R$ 141,49/MWh: ganho médio de R$ 4,39/MWh somente pela metodologia do ICB. Situação pior para o consumidor final é a contratação de termelétricas movidas a óleo, pois embora seu ICB seja inferior a R$ 140,00/MWh, esse valor só é alcançado porque as usinas declaram inflexibilidade "zero", frente a custos variáveis superiores a R$ 400,00/MWh.

TABELA 13
Resultados dos empreendimentos térmicos

Empreendimento	Combustível	MWm habilitados	MWm negociados	ICB (R$/MWh)	Receita fixa (R$/MWh)
Baia Formosa	Bagaço de cana	11,00	11,00	137,70	145,94
Boa Vista	Bagaço de cana	36,20	11,00	134,99	139,07
Ferrari	Bagaço de cana	8,20	8,00	138,00	140,65
Quatá	Bagaço de cana	10,50	10,00	137,00	141,16
Usina Bonfim	Bagaço de cana	23,40	21,00	137,60	140,91
Macaé Merchant	Gás natural	403,30	200,00	138,00	n.d.
Do Atlântico	Gás de processo	419,80	200,00	136,88	136,88
Bahia I	Óleo combustível	19,00	5,00	138,00	n.d.
Palmeiras de Goiás	Óleo Diesel	69,80	69,00	137,70	n.d.
Total		1.001,2	535,0		

Fonte: EPE (2007).
Obs.: n.d. = não-disponível.

Erik_Virginia.indd 148 26/8/2008 12:08:52

Com relação à participação de usinas a gás natural, em função da crise na Bolívia e conseqüente aumento dos preços, e da insegurança quanto ao suprimento do combustível, a participação dessa fonte caiu significativamente. Enquanto no leilão de dezembro de 2005 a Petrobras comercializou 1.391 MWm, em junho de 2006 comercializou 318 MWm. Já em outubro de 2006 foram tão-somente 200 MWm. Essa queda demonstra também que essa empresa já está com praticamente toda sua energia termelétrica a gás natural contratada. Mesmo assim, voltou a ser a principal geradora do leilão, conforme demonstra a tabela 14:

TABELA 14
Resultados dos empreendimentos térmicos

Empreendedor	MWm habilitados	Participação (%)
Petrobras	205	18,6
Thyssenkrupp CSA	200	18,1
Cons. Ener. Sul (UHE Mauá)	192	17,4
Companhia Energética de São Salvador (Cess) (UHE São Salvador)	148	13,4
Aripuana (UHE Dardanelos)	147	13,3
Empresa de Energia do Brasil (Engebra)	69	6,3
Monel	42	3,8
Outros	101	9,1
Total	1.101	100,0

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à CCEE (2007).

Comparando-se os resultados das fontes térmicas frente às hidráulicas, pela determinação dos preços-teto para elas, nota-se a preferência do organizador do leilão pelas mais caras e poluentes, em detrimento das UHEs *botox*.

4.6 Quarto leilão de energia nova: julho de 2007

Realizado em 26 de julho de 2007, após dois adiamentos, o leilão de energia nova A-3/2007, isto é, para início de suprimento a partir de 2010, contratou energia elétrica somente de fontes térmicas, em específico, de óleo. Não somente as UHEs *botox* não comercializaram sua energia, como nenhuma outra fonte hidrelétrica encontrou viabilidade nesse certame. A tabela 15 resume a participação das fontes nesse leilão:

Conforme demonstra a tabela 15, 11 projetos hidrelétricos *botox* se cadastraram, desses, sete entregaram a documentação necessária para sua respectiva habilitação após a declaração do preço-teto, e somente três entregaram as garantias para serem pré-qualificados, sendo que nenhum deles deu lance para venda de energia.

TABELA 15
Resumo do resultado do leilão A-3/2007

Fonte	Cadastrados		Habilitados			Pré-qualificados			Vencedores		
	Número	MW	Número	MW	MWm	Número	MW	MWm	Número	MW	MWm
PCH	29	481	18	294	178						
UHEs	11	2.926	7	2.734	1.545	3	442	336			
Eólica	11	885	7	765	289						
Biomassa	54	1.995	22	693	301	5	195	83			
Gás natural	6	3.542	3	2.032	1.633	3	2.032	1.633			
Gás natural/óleo diesel	5	2.161	3	1.977	1.568	1	500	369			
Gás de processo	1	25									
Gasolina natural	1	180									
Carvão mineral	1	350	1	350	333						
Óleo combustível	59	6.757	27	2.938	2.141	18	2.421	1.737	9	1.367	992
Óleo diesel	5	754	1	20	16	1	140	105	1	140	105
Óleo especial	2	272	2	275	209	2	275	209	2	275	207
Total	185	20.327	91	12.078	8.212	33	6.005	4.472	12	1.782	1.304

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto à CCEE (2007).

Em função dos valores divulgados de ICB, receita fixa, inflexibilidade e garantia física das termelétricas contratadas no quarto leilão de energia nova, foi possível estimar os custos variáveis desses projetos, custos que serão cobrados do consumidor cativo quando essas geradoras forem despachadas:

Mesmo apresentando esses elevados custos variáveis, em torno de R$ 450,00/MWh, e sendo fonte mais poluidora que a fonte hidrelétrica, a história se repetiu: o organizador do leilão manteve sua preferência por fontes de geração mais caras e poluentes ao estipular, novamente, o preço-teto de R$ 125,00/MWh para as UHEs, afastando os empreendedores detentores de concessão de projetos *botox*.

TABELA 16
Estimativa de custo variável das usinas termelétricas no leilão A-3/2007

Empreendimento	Energia assegurada (MWm)	ICB (R$/MWh)			Estimativa do custo variável (R$/MWh)
		Receita fixa (R$/MWh)	Receita variável (R$/MWh)	ICB total (R$/MWh)	
Campina Grande	123,60	62,25	70,58	132,83	450,62
Global I	105,30	65,33	70,57	135,90	450,81
Global II	109,30	65,29	70,61	135,90	450,13
Itapebi	103,70	62,79	70,81	133,60	441,15
Maracanaú I	122,90	62,70	70,43	133,13	416,45
Monte Pascoal	104,80	62,26	70,54	132,80	428,12
Nova Olinda	120,80	64,89	71,11	136,00	437,88
Termocabo	38,00	63,96	70,84	134,80	432,36
Termonordeste	123,80	65,20	70,77	135,97	445,23
Termoparaíba	123,90	65,14	70,78	135,92	445,03
Tocantinópolis	120,80	64,79	71,11	135,90	437,88
Viana	121,50	59,91	73,30	133,21	453,31

Fonte: Elaboração própria.

4.7 Quinto leilão de energia nova: outubro de 2007

4.7.1 Antecedentes

Se, por um lado, o preço-teto de R$ 125,00/MWh já havia demonstrado nos leilões anteriores não ser suficiente para que os empreendedores comercializassem a energia de seus projetos *botox*, por outro, tratava-se do último leilão em que essas usinas podiam vender sua energia (para o mercado regulado) na condição de energia nova, já que a partir de 2008 ficam com o carimbo de energia velha.

Posto isso, o investidor defrontou-se com o seguinte *trade-off*:

1) Comercializar a energia elétrica com antecedência de até cinco anos nesse leilão de energia nova. As duas maiores vantagens dessa opção são: *a*) pulverização do risco do contrato de compra e venda de energia elétrica, uma vez que a energia da usina é rateada entre todas as distribuidoras participantes do certame; e *b*) possibilidade de ressarcimento de parte do pagamento do UBP até o preço-teto do leilão.

2) Iniciar a construção de usina, por sua conta e risco, para comercializar a energia com antecedência de um ano em algum dos próximos leilões de energia velha. Vantagem é a qualidade dos contratos de compra e venda, conforme mencionado acima.

3) Comercializar a energia no mercado livre, no momento em que pratique preços e prazos de contratação que viabilizem seus projetos.

Se essa situação de incerteza expôs desfavoravelmente o investidor, por outro lado, também é desfavorável ao governo, já que as UHEs *botox* são cada vez mais importantes para o atendimento do mercado, cujo risco de déficit para 2011 atingiu 14%, segundo o estudo "Programa energia transparente", do Instituto Acende Brasil, publicado em julho de 2007 e revisado em outubro do mesmo ano.

Comparando-se as opções (1) e (2) anteriores, isto é, entre comercializar a energia como *botox* no leilão A-5/2007, ou como velha no A-1/2011, o investidor não pode esperar nenhuma vantagem quanto ao preço de comercialização, posto que o artigo 19 do Decreto nº 5.163 de 2004 define o preço-teto do leilão A-1/2011 como o valor médio do leilão A-5/2007:

> Artigo 19.(...)
>
> § 3º. A partir de 2009, o preço máximo referido no § 2.º não poderá superar o valor médio resultante dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano "A-5", cujo início do suprimento coincida com o ano do leilão de que trata o inciso II do § 1º.

Economicamente, o investidor irá analisar o *trade-off* entre as opções (1) e (3), ou seja, entre comercializar no mercado regulado ou aguardar melhores condições no mercado livre.

4.7.2 O leilão

Com frustração da expectativa dos agentes do mercado, foi fixado o preço-teto para a fonte hidrelétrica em R$ 126,00/MWh, o que, em termos reais, significa valor inferior ao praticado no leilão A-5/2006. Após dois adiamentos, em 16 de outubro de 2007 foi realizado o leilão A-5/2007, ou seja, a contratação de energia nova para atendimento do mercado a partir de 2012.

Sete UHEs *botox* estavam habilitadas para o leilão, aptas a vender até 1.276 MWm. Destas, cinco comercializaram sua energia ao preço médio de R$ 129,14/MWh, já se considerando o ressarcimento pelo UBP, conforme demonstra a tabela 17.

A participação das hidrelétricas *botox* foi bastante positiva, vez que 56% da energia habilitada foi contratada, e que três grandes projetos (Foz do Chapecó, Serra do Facão e Estreito) comercializarão sua energia, com destaque para a UHE Serra do Facão, usina de maior UBP pelo modelo da primeira reforma do setor, que vendeu sua energia pelo valor líquido de R$ 90,05/MWh.

Erik_Virginia.indd 152 26/8/2008 12:08:52

TABELA 17
Empreendimentos hidrelétricos vendedores no leilão A-5/2007

Usina hidrelétrica	MWm habilitados	MWm contratados	Preço de venda (R$/MWh)	Valor do UBP (R$/MWh)	Preço líquido (R$/MWh)
Funil	43	43	125,90	0,0	125,90
São Domingos	36	36	125,57	0,57	126,00
Foz do Chapecó	259	259	131,49	8,40	123,09
Serra do Facão	182	121	131,49	41,44	90,05
Estreito	635	256	126,57	0,57	126,00
Salto	63	0			
Salto do Rio Verdinho	58	0			
Total	1.276	715			

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados no portal da CCEE (2007).

Essa situação leva à conclusão de que o governo venceu a queda-de-braço que disputava com os empreendedores, pois enquanto o governo estava preocupado com o atendimento do mercado cativo, o empreendedor queria condições comerciais melhores para construir suas usinas.

Além disso, as UHEs Foz do Chapecó e Serra do Facão contaram com a entrada de Furnas como sócia dos projetos. Na UHE Foz do Chapecó, a CVRD vendeu seus 40% de participação que detinha no projeto para a Chapecoense Geração, empresa pertencente a Furnas Centrais Elétricas S.A. com 49,43% de participação e à Pentágono S.A. DTVM com 50,54%.

Na UHE Serra do Facão, o cenário não foi muito diferente: as empresas CBA, VC e Cimento Itambé venderam a totalidade de suas participações no projeto para a empresa Serra do Facão Participações S.A. Seguindo o mesmo caminho, a Alcoa também transferiu 10% do controle do projeto para a mesma Serra do Facão Participações, empresa formada por Furnas, com 49,9% de participação, e Oliveira Trust Servicer S.A. com 50,1%.

Confirmando a tendência dos outros leilões de energia nova, a participação em termeletricidade foi predominante, representando 69,1% dos 2.312 MWm de energia contratada, isto é, 1.597 MWm distribuídos entre duas termelétricas a carvão, duas a óleo combustível e uma a gás natural, na proporção apresentada pela tabela 18.

A surpresa "positiva", pelo menos do ponto de vista econômico, foi a participação de 930 MWm de usinas termelétricas movidas a carvão importado, ou seja, sem o subsídio da Conta de Desenvolvimento Energético, superando, inclusive, a participação das UHEs e "sujando" a matriz energética nacional, em país com abundância de recursos hídricos.

TABELA 18
Empreendimentos termelétricos vendedores no leilão A-5/2007

Usina termelétrica	Combustível	MWm contratados	ICB (R$/MWh)
MPX	Carvão	615	125,95
Termomaranhão	Carvão	315	128,95
Santa Cruz Nova	Gás natural	351	129,34
Maracanau II	Óleo combustível	51	130,95
Suape II	Óleo combustível	265	131,49
Total		1.597	

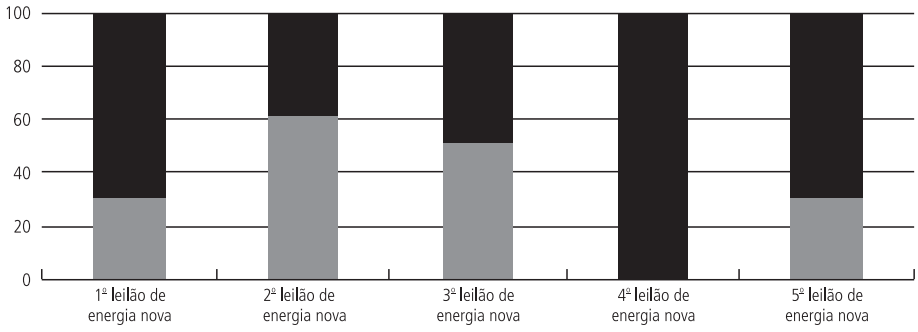
Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados no portal da CCEE (2007).

Concluindo, esse leilão encerra o ciclo das UHEs *botox* que, a partir de 2008, assumem a condição de energia velha para efeito de contratação no ambiente regulado.

5 CONCLUSÕES

A forte presença térmica nos leilões de novos projetos mostra ser uma tendência, chegando-se ao ápice de 100% de participação no quarto certame, conforme demonstra o gráfico 1.

GRÁFICO 1
Evolução da participação das fontes em cada leilão
(Em %)



Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados no portal da CCEE (2007).

Em termos energéticos, os cinco leilões contrataram 9.688 MWm de energia, distribuídos de acordo com o indicado pela tabela 19.

Por outro lado, a matriz energética brasileira é predominantemente hídrica. Segundo dados constantes no *site* da Aneel, 74,4% da capacidade instalada brasileira (considerando-se a parcela de importação de Itaipu) provêm dessa fonte.

TABELA 19
Participação das fontes nos leilões

Fonte	MWm	%
Hidrelétrica nova	918	9,5
Hidrelétrica *botox*	2.402	24,8
Termelétrica	6.368	65,7
Total	9.688	100,0

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados no portal da CCEE (2007).

Adicionalmente, a geração de energia elétrica por fonte hidráulica é ainda mais significativa do que sua própria potência instalada: no ano de 2006, 91,8% da energia gerada dentro do Sistema Interligado Nacional (SIN) vieram dessa fonte, segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Posto isso, verifica-se que os resultados das licitações são contrários ao da matriz energética nacional, enquanto nos leilões a predominância é térmica, na matriz é hídrica. Por outro lado, os leilões poderiam apresentar a sinalização de que a capacidade hídrica brasileira está se esgotando e/ou a fonte térmica está mais competitiva.

Entretanto, de acordo com a segunda edição do *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*, elaborado pela Aneel (2005), apenas 23% do potencial hidrelétrico brasileiro estimado já foram aproveitados, negando-se a primeira hipótese, e recorrendo-se a Moreira, Rocha e David (2004, p. 98), sistema baseado em termelétricas seria econômico se o custo de investimento em hidrelétrica fosse mais de três vezes superior ao custo de construção de termelétrica, o que o próprio autor demonstra não ser a realidade, apontando o custo de investimento em planta hidrelétrica de US$ 1.500/kW e em planta termelétrica de US$ 650/kW; adicionalmente, o autor ainda afirma que a operação inflexível da termelétrica reduz sua competitividade. Dessa forma, nega-se, também, a segunda hipótese do parágrafo anterior.

Esse contexto antagônico de participação preponderante de fonte térmica nos leilões de energia nova, em contraste com a matriz energética e a disponibilidade hidrelétrica nacional, demonstra a falta de competitividade das UHEs, em especial das *botox* de elevado UBP, em função das regras de comercialização, em especial do preço-teto praticado nos certames.

Entretanto, como em leilão selado e oral do tipo holandês vale o teorema de equivalência de receita (ou seja, a receita esperada pelo vendedor é a mesma tanto em lance de primeiro preço como em lance de segundo preço), levantou-se a hipótese de que a preocupação em minimizar o poder de mercado pelo estabelecimento de preços-teto próximos ao preço de fechamento dos leilões tenha implicado desestímulo ao investimento.

Recorrendo-se a Grobman e Carey (2001, p. 550), a introdução do modelo de preço-teto em mercado de energia elétrica reestruturado pode impactar significativamente investimentos de longo prazo e o preço de curto termo da energia. No caso de modelo de maximização dos benefícios sociais, justamente um dos pilares do modelo regulatório brasileiro, os autores defendem que o sistema de preço-teto não reduz os preços médios e ainda pode significar aumento dos mesmos devido ao seu efeito deteriorante nos investimentos.

A crítica ao estabelecimento de valores baixos de preço-teto também é feita por Cramton e Stoft (2007, p. 7), que defendem que, em leilões do tipo holandês, "é importante que o preço-teto estabelecido seja suficientemente alto para criar significativo excesso de oferta". O estabelecimento de preço-teto alto causará pouco dano ao consumidor, vez que a própria competição entre projetos determinará o preço justo e final do certame, derrubando o preço-teto anteriormente estabelecido, mas estimulando a concorrência pela maior quantidade de jogadores. Já o estabelecimento de preço-teto baixo pode causar maiores danos ao consumidor, tanto pela inadequada oferta quanto pela baixa competição, levando aos problemas apontados também por Grobman e Carey (2001).

Larsen *et al.* (2004), ao fazerem sugestões sobre a metodologia que poderia ser aplicada em leilões de novos empreendimentos na Colômbia, país cuja matriz também é predominantemente hidráulica, defendem que o preço-teto dos leilões seja estipulado como o dobro do preço médio final do leilão anterior, como forma de estimular a participação de investidores, aumentar a concorrência e, assim, derrubar o preço.

Recorrendo-se a caso real brasileiro, tem-se a licitação da UHE Serra da Mesa, de 1.275 MW, realizado em 1997, que pertencia à Dynamis Energética (antiga Nacional Energética – empresa do extinto Banco Nacional S.A., para negócios em energia elétrica). A primeira tentativa de venda, pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), ocorreu em setembro de 1996, com a fixação de preço mínimo de R$ 168 milhões pela Dynamis, acionista de 51,48% da hidrelétrica. O preço mínimo foi considerado muito alto pelos potenciais compradores, inibindo suas participações no leilão, e, como resultado, nenhuma proposta de compra foi apresentada, conforme relata Said de Brito (informação verbal),[8] então membro do conselho de administração da VBC Energia.[9]

Depois disso, novo leilão foi marcado para março de 1997, e, como forma de atrair investidores e promover a concorrência no leilão, o BNDES reduziu o preço mínimo para R$ 100 milhões. Esse preço, de acordo com Said de Brito, despertou o interesse pela usina, justificando a mobilização de profissionais para

8. Entrevista realizada com José Said de Brito em agosto de 2007.

9. Empresa criada pelos grupos econômicos Votorantim, Bradesco e Camargo Corrêa para investimentos no setor de energia elétrica.

Erik_Virginia.indd 156 26/8/2008 12:08:53

avaliar a atratividade do negócio. A empresa foi disputada pela Escelsa, Banco Bozano, Simonsen, a belga Tractebel e a VBC Energia, que venceu o leilão após oferecer R$ 181 milhões, R$ 3,4 milhões a mais que a Tractebel.

O caso da UHE Serra da Mesa representa a aplicação prática do que defendem Grobman e Carey (2001); Cramton e Stoft (2007); Larsen *et al.* (2004) e os agentes do setor elétrico brasileiro.

Por fim, fechando o balanço da energia *botox*, praticamente metade da energia assegurada referente a esses projetos foi comercializada ao longo dos cinco leilões do ambiente regulado, enquanto cerca de 1.200 MWm de projetos *botox* ainda não tiveram iniciada sua construção, por inviabilidade ambiental ou econômica. Por diferença, ou como forma de proteção contra risco de déficit pelos autoprodutores, outros 1.700 MWm de energia oriundos de projetos em operação ou construção encontraram sua viabilidade comercial no ambiente de contratação livre.

ABSTRACT

This article aims to discuss and analyze the history of a particularly hydroelectric power plants group, nicknamed as "botox". This expression comes from the fact that those projects were old ones, which have been previously conceived, that were treated as brand new by the Brazilian regulatory framework. Its history has begun from the Brazilian electricity industry reform in the 1990s. This history reaches its final step in the 2007 auction, already under the revised power sector model launched in 2004, which marked the last opportunity of the so-called "botox" projects to participate closing deals to sell long term energy in a specially designed auction. The article also discusses the last two power sector reforms, particularly addressing the shifts hydro-plants investors faced on having access to concession auctions for new projects. After providing the background of the auction mechanism theory, it is examined the newly designed electricity auction adopted in Brazil as well as the results of the auctions that took place between 2004 up to 2007.

REFERÊNCIAS

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 2007.

BIERMAN, H. S.; FERNANDEZ, L. *Game theory with economic applications*. 2nd ed. Addison-Wesley, 1998.

BRASIL. Presidência da República. Ministério de Minas e Energia. Lei n.º 8.631, de 4 de março de 1993. *Diário Oficial da União* (DOU), Brasília, 5 de março de 1993.

_____. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. *DOU*, Brasília, 14 de fevereiro de 1995.

_____. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. *DOU,* Brasília, 8 de julho de 1995.

_____. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. *DOU*, Brasília, 27 de dezembro de 1996.

_____. Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997. *DOU*, Brasília, 9 de janeiro de 1997.

_____. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. *DOU*, Brasília, XXX, 7 de agosto de 1997.

_____. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. *DOU*, Brasília, 28 de maio de 1998.

_____. Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002. *DOU*, Brasília, 25 de abril de 2002.

_____. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. *DOU*, Brasília, 29 de abril de 2002.

_____. Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. *DOU*, Brasília, 12 de novembro de 2003.

_____. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. *DOU*, Brasília, 16 de março de 2004.

_____. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. *DOU*, Brasília, 30 de julho de 2004.

_____. Resolução Aneel nº 77, de 18 de agosto de 2004. *DOU*, Brasília, 19 de agosto de 2004.

_____. Resolução Aneel nº 109, de 26 de outubro de 2004. *DOU*, Brasília, 29 de outubro de 2004.

_____. Resolução Aneel nº 234, de 31 de outubro de 2006. *DOU*, Brasília, 8 de novembro de 2006.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.org.br>. Acesso em: 2007.

CRAMTON, P.; STOFT, S. *Colômbia firm energy market*. IEEE, 2007.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Leilão de energia nova 2005 – empreendimentos hidrelétricos – *metodologia de cálculo do pagamento pelo uso de bem público (UBP)*. Brasília, 2005 (EPE-DEE-RE, 029/2005-R2).

————. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 2007.

GROBMAN, J. H.; CAREY, J. M. Price caps and investment: long-run effects in the electric generation industry. *Energy Policy*, v. 29, 2001.

GUERREIRO, A. *A EPE e o planejamento da expansão do setor elétrico no novo modelo*. Apresentação realizada no Ciclo de Seminário sobre o Setor Elétrico. Rio de Janeiro: EPE, 2005.

LARSEN, E. R.; DYNNER, I.; BEDOYA, L.; FRANCO, C. J. Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead. *Energy Policy*, v. 32, 2004.

LOCK, R. The new electricity model in Brazil: an institutional framework in transition. *The Electricity Journal*, p. 52-61, Jan./Feb. 2005.

MME. Ministério de Minas e Energia. *Proposta de modelo institucional do setor elétrico*. Brasília, 2003. Disponível em: <http://www.mme.gov.br>. Acesso em: 2006.

_____. *Cartilha: o novo modelo do setor elétrico*. Disponível em: <http://www.mme.gov.br>. Acesso em: 2007.

_____. *Modelo institucional do setor elétrico*: relatório técnico. Disponível em: <http://www.mme.gov.br>. Acesso em: 2007.

MOREIRA, A.; ROCHA, K.; DAVID, P. Thermopower generation investment in Brazil – economic conditions. *Energy Policy*, v. 32, n. 1, Jan. 2004.

PAIXÃO, L. E. *Memórias do Projeto RE-SEB*: a história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro. Lis Gráfica, 2000.

PIRES, J. C. L. O processo de reformas do setor elétrico brasileiro. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 6, n. 12, p. 137-168, dez.1999.

Erik_Virginia.indd 158 26/8/2008 12:08:53

PIRES, J. C. L.; PICCINI, M. S. *Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico*: a experiência internacional e o caso brasileiro. Rio de Janeiro, jul. 1998 (Textos para Discussão BNDES, n. 64).

ROSA, L. P. Equívocos sobre o leilão de energia. *Folha de S. Paulo*, São Paulo, 13 de janeiro de 2005.

ROSA, L. P.; D'ARAUJO, R. P. A nova estruturação do setor elétrico brasileiro. *Apud* SAUER, I. L. *et al.* (Orgs.). *A reconstrução do setor elétrico no Brasil*. Campo Grande, MS: Ed. UFMS; São Paulo: Paz e Terra, 2003.

SAUER, I. L. *et al*. *A reconstrução do setor elétrico brasileiro*. Campo Grande, MS: Ed. UFMS; São Paulo: Paz e Terra, 2003.

SIL, A. C. *A hora da queda-de-braço*: fornecedores reclamam do aperto por causa dos baixos preços ofertados no leilão de energia nova. *Revista Brasil Energia*, Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <http://www.brasilenergia.com.br>. Acesso em: maio de 2006.

VARIAN, H. R. *Microeconomia*: princípios básicos. Rio de Janeiro: Campus, 2000.