

Causas da volatilidade do preço *spot* de eletricidade no Brasil*

André Luis da Silva Leite**

Nivalde José de Castro***

Raul Ramos Timponi****

Doutor em Engenharia de Produção pela
Universidade Federal de Santa Catarina

Doutor em Educação pela Universidade
Federal do Rio de Janeiro

Mestre em Economia pela Universidade
Federal do Rio de Janeiro

Resumo

As reformas pelas quais passou o setor elétrico brasileiro em 1996 e 2004 introduziram mecanismos de mercado no setor, dentre estes, um mercado de curto prazo. Porém o preço da energia elétrica nesse mercado tem experimentado significativa volatilidade. Assim, o objetivo deste trabalho é analisar as causas da volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é o preço “spot” brasileiro. O trabalho conclui que há três causas: a redução dos investimentos no período imediatamente após o racionamento de energia, em 2001; as restrições ambientais impostas pela Constituição Federal de 1988; e os critérios de despacho do modelo brasileiro.

Palavras-chave

Setor elétrico; preço *spot*; volatilidade.

Abstract

The reforms faced by the Brazilian electric sector, in 1996 and 2004, introduced market mechanisms in the sector, with emphasis on the spot market. However, the price of electricity in this market has experienced significant volatility. The objective of this paper is to discuss the dynamics of

* Artigo recebido em abr. 2011 e aceito para publicação em jun. 2013.

** E-mail: andre.leite@live.com

*** E-mail: nivalde@yahoo.com

**** E-mail: raulrtim@gmail.com

the Settlement Price Differences (PLD), which is the spot price in Brazil, with emphasis on the causes of such a volatility. The paper concludes that three are the causes: a reduction of investments in the period immediately after the energy rationing in 2001, the environmental restrictions imposed by the 1988 Federal Constitution and the criteria for the dispatch order of the Brazilian model.

Key words

Electricity sector; spot price; volatility.

Classificação JEL: D40, Q41, L94.

1 Introdução

As reformas em direção a maior grau de liberalização tiveram consequências importantes sobre o setor elétrico. Dentre essas, destacam-se: os impactos sobre a forma de organização da indústria, sobre as novas formas de investimento na indústria e sobre as transações na indústria. Entre as formas de comercialização, há o desenvolvimento de um mercado *spot* de energia elétrica. Um mercado *spot* cumpre, em tese, algumas funções importantes num setor desregulamentado, embora esse não seja o caso brasileiro: aumenta a flexibilidade das transações; permite ajustes entre a energia contratada e a energia gerada; e é referência para contratos de longo prazo. Ou seja, um mercado *spot* é um importante mecanismo de ajuste entre demanda e oferta (Newbery, 1998).

No que diz respeito ao setor elétrico brasileiro, destaca-se que, ao contrário do que ocorre em outros países, não há um mercado *spot*, de fato, que cumpra as funções mencionadas anteriormente. No Brasil, tem-se observado um aumento significativo do número de consumidores livres¹, parcialmente estimulado pelo preço de curto prazo, que, até 2005, estava em patamares relativamente baixos. Porém, a partir de 2005, devido ao maior crescimento da economia e ao consequente estreitamento da relação entre demanda e oferta, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) tem sofrido significativas volatilidade e imprevisibilidade, tornando o mercado de curto

¹ São consumidores livres aquelas unidades com carga igual ou maior que 3.000kW.

prazo² de eletricidade um ambiente caracterizado por elevado grau de incerteza. De fato, o preço da energia, em diversos sistemas, tende a demonstrar elevado grau de volatilidade tanto em sistemas térmicos (Burger *et al.*, 2004; Mount, 2001; Newbery, 1998; Silva, 2007) quanto em sistemas hidrotérmicos, que é o caso brasileiro (Leite; Santana, 2006; Rodrigues, 2007).

Nesse sentido, uma das maiores preocupações dos agentes do setor elétrico brasileiro, em especial daqueles que operam no Ambiente de Contratação Livre (ACL), refere-se à volatilidade, e à consequente imprevisibilidade, do PLD. Essas características representam um risco tarifário e financeiro expressivo para os agentes que atuam no setor elétrico (Costa, 2012).

Assim, este artigo tem como objetivo analisar as causas da volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças, que é o preço de curto prazo no Brasil. Para atingir tal objetivo, está dividido em três partes, além desta **Introdução**. Na seção seguinte, apresentam-se os fundamentos teóricos da formação do preço *spot* em mercados de energia elétrica. A terceira seção trata do setor elétrico brasileiro. Na quarta seção, analisam-se o PLD e as causas de sua volatilidade. Por fim, a quinta seção traz as conclusões deste trabalho.

2 Aspectos teóricos da formação de preços em mercados de energia elétrica

Basicamente, há dois tipos de estruturas de mercados de eletricidade. Os mercados de contratos bilaterais e os mercados do tipo *pool*. No primeiro caso, os agentes podem transacionar livremente, de modo que vendedores e compradores estabelecem contratos de compra e venda. O modelo *pool*, por sua vez, tem como principal objetivo minimizar o custo de operação do sistema, daí a necessidade de centralizar as suas operações, despachando os geradores disponíveis por ordem de mérito (Silva, 2001, p. 29). Nesse modelo, os geradores e os vendedores, de acordo com suas estratégias individuais, fazem suas ofertas e lances. E o operador do sistema estabelece o preço de mercado. Dadas as características físicas do setor, as operações coordenadas por um operador central — denominado, na literatura, de operador do sistema — garantem a confiabilidade do sistema.

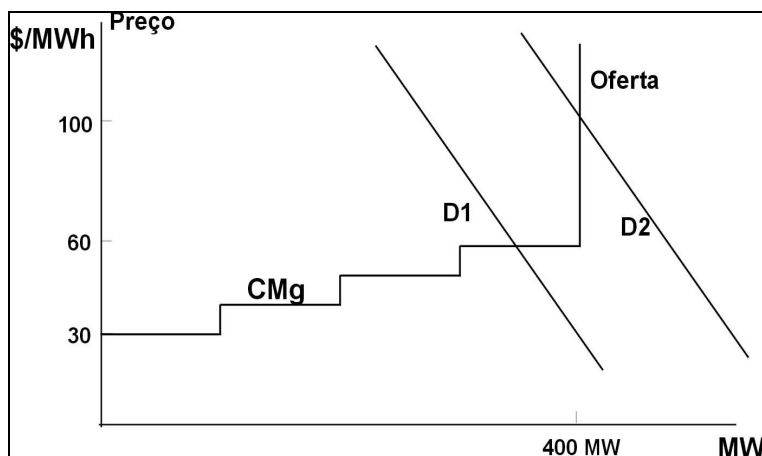
Em mercados do tipo *pool*, há dois tipos de processos de formação de preços (Silva, 2001). O Preço Marginal do Sistema (PMS) é formado pela

² Segundo consulta ao site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (<<http://www.ccee.org.br>>), mercado de curto prazo é o mercado das diferenças entre montantes contratados e montantes medidos.

interação das ofertas de todos os geradores disponíveis, por ordem crescente de custos. Para tanto, as restrições de transmissão são desconsideradas. Assim, todos os geradores são remunerados ao preço marginal do gerador mais caro, tal qual num leilão não discriminatório. Esse elemento cria incentivos para que os geradores ofereçam preços próximos aos seus custos marginais. Esse modelo de formação de preços — muito utilizado em diversos países — é explicitado na Figura 1.

Figura 1

Curvas de demanda e de oferta no setor elétrico



FONTE: Stoft (2002).

Na Figura 1, cada trecho horizontal da curva de custo marginal (**CMg**) representa uma dada tecnologia para a produção de eletricidade. O somatório dos custos marginais das diferentes usinas geradoras é a própria curva de oferta, que, ao interagir com a demanda (**D1** e **D2**), forma o preço de mercado.

Outro tipo de preço *pool* é o Preço Nodal (PN), que reflete as diferenças de preço entre os nós³, refletindo corretamente as restrições de transmissão. Nesse caso, os geradores são remunerados de acordo com sua localização no sistema, de modo que, em momentos onde há congestionamento das linhas de transmissão, pode ocorrer significativo aumento de preço em determinados pontos ou nós do sistema.

A indústria de energia elétrica possui, então, quatro arranjos básicos possíveis, conforme delineados em Hunt e Shuttleworth (1996) e sintetiza-

³ Um nó pode ser qualquer lugar onde há uma interseção de linhas de transmissão ou onde um gerador, um grande consumidor ou um distribuidor está conectado.

dos no Quadro 1. O Modelo 1 diz respeito ao modelo de monopólio, caracterizado por empresas verticalmente integradas. O Modelo 2 caracteriza-se pelo fato de haver concorrência no segmento de geração. Entretanto as vendas das geradoras dão-se apenas para uma agência compradora (*purchasing agency*). A competição na geração deve-se a três fatores básicos: (a) livre acesso de todos os geradores às linhas de transmissão; (b) estabelecimento de um preço-teto (*price cap*) para a compra de energia; e (c) existência de uma única possibilidade de venda de energia. Os co-geradores e os produtores independentes competem para atender à demanda da agência compradora. As empresas distribuidoras, por sua vez, não têm outra opção de fornecimento de energia a não ser a agência, o que torna necessária a regulação do preço cobrado por esta última, o mesmo acontecendo com o preço para o consumidor final (Hunt; Shuttleworth, 1996, p. 16).

Quadro 1

Modelos de competição no setor elétrico brasileiro

CARACTERÍSTICAS	MODELO 1	MODELO 2	MODELO 3	MODELO 4
	Monopólio	Monopsônio	Competição no Atacado	Competição no varejo
Competição na geração	Não há	Significativa	Significativa	Significativa
Escolha do varejista	Não há	Não há	Significativa	Significativa
Escolha do consumidor	Não há	Não há	Não há	Significativa

FONTE: Hunt; Shuttleworth (1996, p. 22).

Note-se que, nos Modelos 1 e 2, há elevado poder de mercado. O primeiro modelo refere-se à firma verticalizada na estrutura tradicional do setor, logo, essa firma é monopolista. No segundo, propõe-se a constituição de uma agência compradora, que detém significativo poder de mercado, dado que é monopsonista, comprando das empresas geradoras e comercializando eletricidade para as distribuidoras.

O Modelo 3 apresenta competição tanto no segmento de geração quanto no de distribuição. Sua principal característica reside na criação de um mercado atacadista de energia (mercado *spot*), que possibilita venda de energia entre geradores e distribuidores. Para que esse modelo seja colocado em prática, é necessário que as empresas sejam totalmente desverticalizadas e que o acesso ao sistema de transmissão seja livre tanto para as geradoras quanto para as distribuidoras. Assim, se o acesso ao mercado de geração é livre (sem barreiras à entrada, regulatórias ou técnicas), as usinas já existentes competem com novas entrantes, o que tende a reduzir os preços médios da energia gerada.

Por último, o Modelo 4 parte do pressuposto de que deve haver competição em todos os segmentos. As condições básicas para o funcionamento desse modelo são as mesmas do Modelo 3, incluindo que, como há a possibilidade de os consumidores finais também poderem escolher seus fornecedores de energia, se torna obrigatório o livre acesso de geradores e consumidores às redes de distribuição, implicando a desverticalização também das distribuidoras. A principal diferença do Modelo 4 em relação aos outros consiste no fato de que, enquanto, nos Modelos 2 e 3, a competição se dá dentro de segmentos, naquele modelo, a competição se dá também entre segmentos, o que tende a aumentar a eficiência de toda a indústria.

Segundo Santana e Oliveira (1998), até 1996, o modelo praticado no Brasil era semelhante ao Modelo 1, onde não havia competição em quaisquer dos segmentos da cadeia de produção. A principal diferença diz respeito ao fato de que, no Brasil, cada empresa tinha o monopólio local (monopólios locais estatais). O modelo que foi implantado, no Brasil, na década de 90 do século XX é uma variação dos Modelos 3 e 4, dado que incorporava aspectos importantes desses modelos, como competição na geração e livre escolha das empresas distribuidoras. Já o modelo em vigor a partir de 2004, onde a presença do Estado é mais significativa, pode ser considerado uma variante do Modelo 2, como é discutido na próxima seção.

3 O setor elétrico brasileiro

Seguindo uma tendência verificada em inúmeros países, a reforma do setor elétrico brasileiro iniciada nos anos 90 tinha como objetivo central introduzir algum grau de competição no setor, nos segmentos de geração e comercialização (Hunt; Shuttleworth, 1996; Correia *et al.*, 2006). O propósito inicial era criar um sistema no qual a competição e os preços definidos no mercado *spot* estimulassem novos investimentos — da geração à distribuição.

Uma característica importante da reforma da indústria de eletricidade é o processo de desverticalização das empresas, ou seja, a separação dos três segmentos que compõem a cadeia de produção: geração, transmissão e distribuição. A desverticalização tinha como objetivo prevenir o comportamento predatório e, dado o livre acesso à rede, aumentar o número de competidores no segmento de geração. A proposta de reestruturação da indústria de energia elétrica no Brasil, na década de 90, foi semelhante à inglesa, principalmente no que diz respeito aos mecanismos de incentivo à competição e à eficiência produtiva (Leite; Santana, 2006). Como afirma Joskow (2001), há sérias dúvidas sobre a capacidade de sistemas compe-

titivos sobrepujarem a eficiência da organização verticalizada, quando se observam características sinérgicas entre geração e transmissão, o que é o caso brasileiro.

A reforma proposta e executada apresentou falhas significativas, tanto de planejamento como de execução. O cronograma das reformas e do processo de privatização sofreu atrasos. No que tange às privatizações, elas não foram alvo de consenso da sociedade, e também político, sobre sua real necessidade, como coloca Peci (2007). As privatizações foram acompanhadas de inconsistências significativas nas novas regras contratuais. Aspectos referentes às cláusulas de contratos de concessões e aos contratos iniciais entre geradoras e distribuidoras encerravam potenciais fontes de conflitos de interesses entre os agentes (Correia *et al.*, 2006).

Importa notar que, no período pós-acionamento, especialmente de junho de 2001 até fevereiro de 2002, as empresas concessionárias passaram a enfrentar séria crise de liquidez e prejuízos operacionais (Pires; Giambiagi; Sales, 2002). Isso se deveu ao excesso de capacidade no período. Assim, a partir de 2003, iniciou-se, no Brasil, um processo de ajuste e reestruturação do setor elétrico, determinado por uma nova estrutura de poder resultante do processo eleitoral e pelo racionamento de energia ocorrido no ano anterior. Assim, deu-se início a, no âmbito do Ministério das Minas e Energia (MME), uma série de estudos para formular e implementar um novo modelo para o setor elétrico brasileiro, cujas bases institucionais e legais foram aprovadas pelo Congresso Nacional por meio das Leis nº 10.847 e nº 10.848, de 2004. São dois os objetivos do novo modelo: (a) garantia de suprimento de eletricidade com (b) modicidade tarifária.

Com relação à segurança do suprimento, o novo e atual modelo brasileiro incorpora:

- a) a inversão do foco dos contratos de energia elétrica do curto para o longo prazo, com o objetivo de reduzir a volatilidade do preço e criar um mercado de contratos de longo prazo (Power Purchase Agreements (PPAs)) que possa ser utilizado como garantia firme para os financiamentos;
- b) a obrigatoriedade de cobertura contratual, pelas distribuidoras e pelos consumidores livres, de 100% de seu consumo de energia elétrica;
- c) a criação do Comitê de Monitoramento de Setor Elétrico (CMSE) com a função de acompanhar, para os horizontes temporais de curto, médio e longo prazo, o equilíbrio entre oferta e demanda;
- d) a exigência prévia de licenças ambientais para se permitir a participação de um novo empreendimento no processo de licitação;

- e) a retomada do planejamento setorial integrado e centralizado pelo Estado, na figura da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), criada pela nova lei.

O modelo divide o mercado brasileiro de energia elétrica em dois ambientes de comercialização, com lógicas e estruturas nitidamente distintas. O primeiro, que visa atender a demandas dos consumidores cativos, onde prevalecem os consumidores residenciais, de serviço e da indústria com níveis de consumo menores, é denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O segundo é voltado exclusivamente para empresas com maior volume de consumo e necessidades estratégicas de maior volume de energia em curto prazo, chamados de consumidores livres. Esse mercado, chamado de Ambiente de Contratação Livre (ACL), busca assegurar a concorrência e a liberdade efetiva dos seus participantes. No ACL, os agentes podem celebrar livremente contratos bilaterais, definindo-se preços, volumes, prazos e cláusulas de *hedge* com um mínimo de intervenção do Governo.

Uma importante característica do modelo é que a integração vertical das empresas não é mais permitida. As distribuidoras não podem ser proprietárias de ativos de geração, nem comercializar diretamente com consumidores livres. Isto é, elas podem atuar apenas no ACR, comprando por meio de leilões e vendendo para consumidores cativos. Essa é uma vantagem do modelo, porque reduz os prováveis e indesejáveis subsídios cruzados, em que as tarifas dos consumidores cativos poderiam subsidiar menores preços para os consumidores livres. Assim, o Quadro 2 apresenta as principais características do modelo brasileiro.

Quadro 2

Características do modelo do setor elétrico brasileiro

CARACTERÍSTICAS MAIS IMPORTANTES	COMPETIÇÃO MAIS RELEVANTE PELO MERCADO
Competição na geração	Em termos, sem oferta de preço
Escolha dos distribuidores	Sim, por meio de leilões
Escolha dos consumidores	Pouco significativa
Economia de coordenação	Importante

4 O Preço de Liquidação das Diferenças

Uma das características mais importantes do mercado de curto prazo brasileiro é a existência de dois operadores de mercado, com funções distintas. De um lado, o operador físico do sistema, o Operador Nacional do Sistema (ONS), é responsável pela coordenação e pelo controle da opera-

ção das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e a regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). De outro, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica centraliza as transações de compra e venda de energia; a determinação dos custos (e preços) associados diretamente ao despacho econômico; e a Aneel, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como desses com seus consumidores, no SIN, mediante contratação regulada ou livre, nos termos da Lei e do seu regulamento.

O modelo de formação do PLD é o modelo de Preço Marginal do Sistema, conforme descrito em Silva (2001), calculado de forma *ex-ante*, com bases semanais, tendo como base a demanda passiva no mercado atacadista e a não existência de pagamentos por capacidade.

O sistema considerado pelo operador do mercado é constituído de cerca de 70 reservatórios. Para reduzir a sobrecarga computacional e para representar sua interdependência hidrológica, eles são agregados em reservatórios equivalentes⁴. Quatro subsistemas são, então, representados pelos seus correspondentes reservatórios equivalentes, nos quais as principais características são a capacidade de geração e o fluxo de energia. Esses quatro subsistemas são denominados de submercados (Sudeste/Centro-Oeste; Sul; Nordeste e Norte) e são caracterizados, principalmente, pelas restrições de transmissão entre eles.

O operador do sistema elétrico nacional (ONS) utiliza uma cadeia de modelos de otimização (os principais são Newave e Decomp), para determinar o despacho de mínimo custo de operação (Mendes; Santana, 2003). Os modelos usam programação dinâmica dual estocástica para definir o perfil das unidades de geração, para cada horizonte de planejamento, visando calcular o Custo Marginal de Operação (CMO) no curto prazo para os quatro submercados. As informações essenciais para uma operação otimizada são a previsão de vazões, o perfil da carga, a configuração da rede, a disponibilidade dos recursos de geração e o planejamento de geração e transmissão (Maceira *et al.*, 2001). Conforme Rodrigues (2007), o Programa Newave calcula a Função de Custo Futuro (FCF). E, com a FCF e dados sobre carga, vazão, disponibilidade e limites de transmissão entre submercados, o Modelo Decomp, por meio de programação dinâmica estocástica dual, calcula o resultado otimizado para o planejamento do sistema em bases

⁴ Reservatórios equivalentes referem-se a uma das técnicas empregadas para reduzir a dimensão do problema de representação de sistemas hidrelétricos, por meio de agrupamento. Para mais aprofundamento sobre o tema, ver Silva (2001) e Lopes e Barros (2009).

semanais, *ex-ante*. As vazões previstas e a aleatoriedade das vazões do restante do período são obtidas por meio de um conjunto de possibilidades e de um parque gerador individualizado (ao contrário do formato agregado utilizado no Newave).

O operador do mercado utiliza os mesmos modelos de otimização do ONS para determinar o PLD, em base semanal, para três patamares de carga (carga pesada, média e leve) e para cada submercado. Esses preços são limitados por um preço mínimo e um preço máximo, na seguinte faixa: $R\$ 17,47/MWh \leq PLD \leq R\$ 569,59/MWh$. Dado o fato de ter limites máximos e mínimos, o PLD pode diferir do CMO. Além disso, o PLD, apesar de usar o mesmo *deck* como entrada, retira as restrições de transmissão intrassistema.

Ressalta-se, à guisa de conclusão desta seção, que há um CMO de curto prazo, conjuntural, que é base para o PLD, inclusive, e que determina o despacho térmico por ordem de mérito, e que há um CMO de longo prazo, que sinaliza a expansão do sistema. Quando o CMO de curto prazo for maior ou igual ao CMO de longo prazo, há uma sinalização de expansão, por ser esta de menor custo. Esse critério é preferencial para determinar a expansão da oferta. O cálculo do CMO de curto prazo utiliza a função de custo futuro calculada pelo Newave. O CMO conjuntural deve captar a tendência da evolução dos armazenamentos e é, então, função das vazões e do nível de armazenamento atual.

4.1 Dinâmica do PLD: volatilidade, suas causas e efeitos

No caso do setor elétrico brasileiro, o preço da energia é função da natureza da indústria de eletricidade, isto é, da disponibilidade de água nos reservatórios e do nível de precipitação pluviométrico. Em sistemas majoritariamente hidrelétricos, o preço da energia tende a ser pouco volátil no curto prazo e mais volátil no médio prazo. Isso porque, no curto prazo, os reservatórios transferem energia das horas de carga baixa para as de ponta, modulando a oferta e reduzindo a volatilidade dos preços. Enquanto, no médio prazo, o preço da energia é mais volátil, porque os sistemas hidráulicos são desenhados visando garantir a oferta de carga em condições hidrológicas adversas.

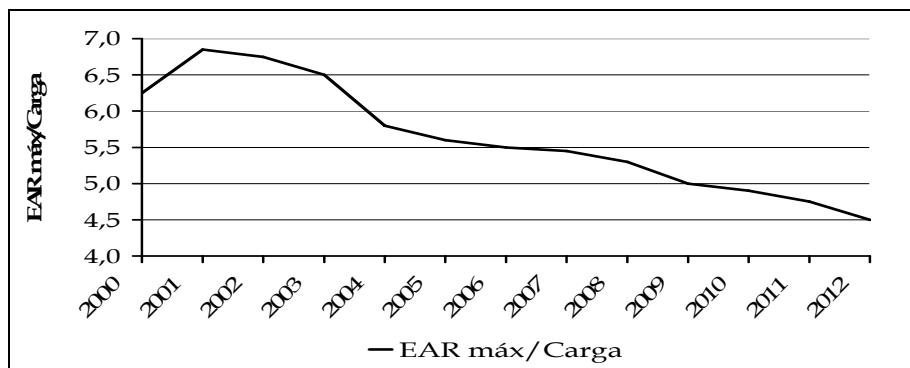
Portanto, é natural que o preço *spot* de eletricidade seja um ativo volátil; porém, no caso brasileiro, a volatilidade é significativamente elevada, o que implica um ambiente de expressivas incertezas para os agentes (Leite; Santana, 2006). No Brasil, a volatilidade está relacionada, principal-

mente, com a dinâmica das afliências. Outro problema do PLD é o fato de que não leva em conta a reação da demanda, sendo apenas a hidrologia — presente e da previsão futura — a formadora do preço. Em suma, é consenso, entre os diversos agentes do setor, que há expressiva volatilidade do PLD (Leite; Santana, 2006; Rodrigues, 2007).

A Figura 2 apresenta a evolução, de 2000 a 2012,⁵ da regularização dos reservatórios no Brasil. Nota-se que, no período, há expressiva diminuição dessa capacidade, medida em termos de energia armazenada. Ou seja, há menor capacidade de utilização dos reservatórios como elemento condicionante do controle da energia armazenada.

Figura 2

Evolução da capacidade de regularização dos reservatórios no Brasil — 2000-12



FONTE: Chipp (2008).

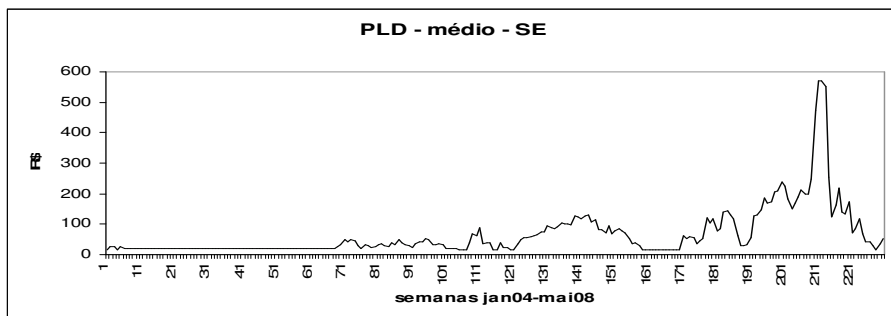
As Figuras 3, 4, 5 e 6 apresentam, respectivamente, as séries históricas do PLD de janeiro de 2004 a maio de 2008 para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Em todos os submercados, pode-se notar um comportamento semelhante. Entre a primeira e a 78ª semana, o preço é relativamente estável. Isso reflete a situação após o período de racionamento de energia (junho 2001 a fevereiro de 2002), no qual, os consumidores, ao reduzirem sua demanda, aumentaram o descolamento entre demanda e oferta, permitindo um excesso de energia. A partir de abril de 2005, como não houve novos investimentos em capacidade, a demanda e a oferta se aproximaram, contribuindo para o início de um período de volatilidade cada vez maior. Isto é, houve um descompasso entre a potencia instalada e a capacidade de armazenamento, devido aos novos

⁵ Os valores de 2011 e 2012 são estimados.

empreendimentos, o que prejudicou a capacidade de regularização do parque gerador nacional.

Figura 3

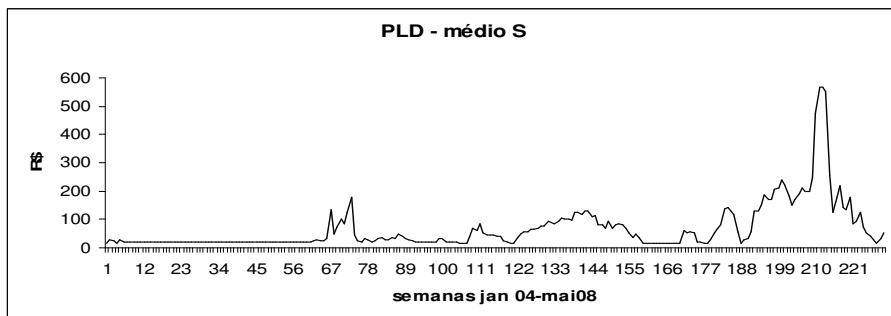
Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) no submercado
Sudeste/Centro-Oeste — jan./04-mai/08



FONTE: CCEE (2009).

Figura 4

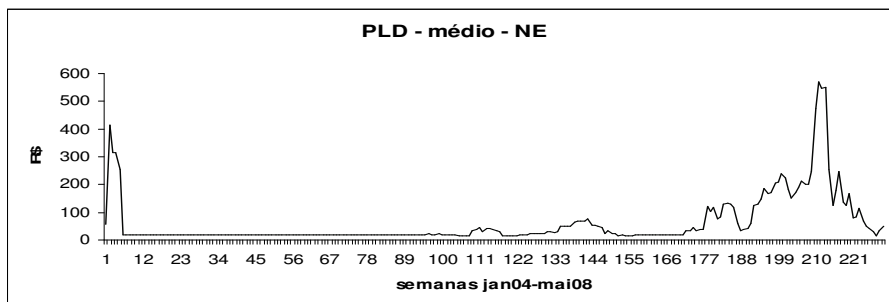
Preço de Liquidação das Diferenças (PDL) no submercado Sul — jan./04-mai/08



FONTE: CCEE (2009).

Figura 5

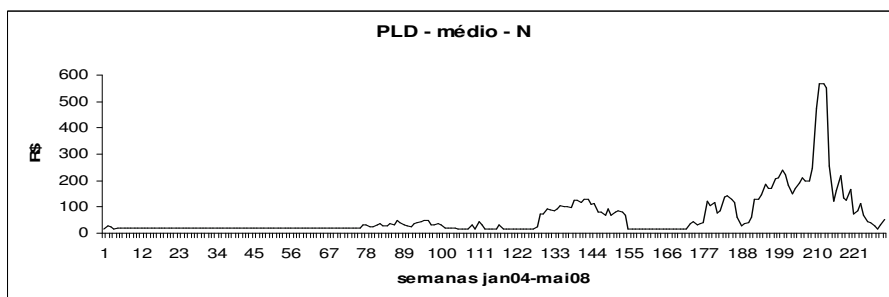
Preço de Liquidação das Diferenças (PDL) no submercado Nordeste — jan./04-mai/08



FONTE: CCEE (2009).

Figura 6

Preço de Liquidação das Diferenças (PDL) no submercado Norte — jan./04-mai/08



FONTE: CCEE (2009).

A partir daquele momento, vários eventos distintos contribuíram para elevar o valor do PLD e sua volatilidade, como é possível observar nas Figuras 3, 4, 5 e 6. Primeiramente, em maio de 2007, algumas usinas térmicas foram retiradas da conta de oferta de eletricidade, por conta da não disponibilidade de gás, reduzindo a segurança do sistema.

Em setembro de 2007, a baixa afluência contribuiu para uma elevação expressiva do PLD em todos os submercados. Já em dezembro de 2007, a seca na Região Nordeste, aliada à baixa afluência na Região Sudeste, fez com que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico autorizasse a utilização de usinas térmicas, com custo marginal expressivamente maior.

Destaca-se, dentre os eventos, o deslocamento do início da época úmida, que, normalmente, ocorre em meados de dezembro, para a segunda quinzena de janeiro de 2008. Isso levou a uma queda no volume dos reservatórios, de sorte que todas as usinas térmicas foram acionadas, le-

vando o PLD ao teto de R\$569,59/MWh, o que implicou que o Custo Marginal de Operação chegasse a patamares superiores a esse valor. O fato de o PLD ter atingido o preço-teto levou a sérios problemas de inadimplência na CCEE, no início de 2008.

Além da elevada volatilidade, é possível também afirmar que o PLD é uma variável de difícil previsibilidade, como mostra a Figura 7. Nessa figura, apresentam-se os retornos das séries históricas do PLD. Esses retornos foram calculados com base na formulação de Enders (1995), dada pela fórmula:⁶

$$R_t = \ln \left(\frac{PLD_t}{PLD_{t-1}} \right)$$

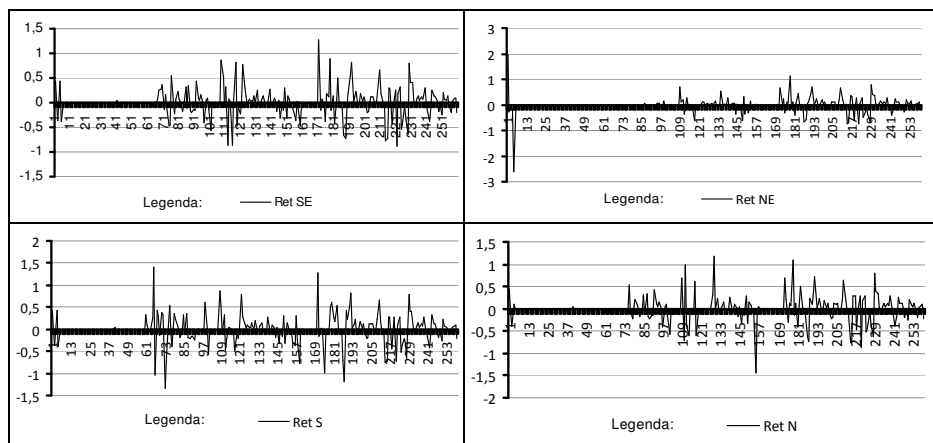
onde R_t = retorno do PLD

PLD_t = PLD no período t

PLD_{t-1} = PLD no período $t-1$

Figura 7

Retorno do Preço de Liquidação das Diferenças nos submercados do setor elétrico do Brasil — jan./04-maio/08



FONTE DOS DADOS BRUTOS: CCEE (2009).

⁶ Em modelos estocásticos (modelos de variância estocástica (VE)), a volatilidade depende de seus próprios valores defasados, sendo, como consequência, mais complexa a estimação dos parâmetros desse tipo de modelo, conforme Dacorogna *et al.* (2001). Daí advém a utilização desse modelo como proposto em Enders (1995). Dentre as proxies para volatilidade, o retorno absoluto parece ser a medida mais correlacionada serialmente, conforme Ding, Granger e Engle (1993).

O retorno (R_t) preserva as características básicas da série original. A análise dos quatro gráficos contidos na Figura 7 permite concluir que as séries não apresentam características de estabilidade na média. É possível notar que, em nenhum dos quatro submercados, a série apresenta estabilidade na média. O que implica concluir que há significativa dificuldade em prever o comportamento, incluindo a sazonalidade, do PLD, o que expõe os agentes do setor (principalmente geradores, distribuidores e consumidores livres) a elevados riscos de mercado.

Neste ponto, cabe explicarem-se os elementos que levam o PLD a ser uma variável extremamente volátil. Essencialmente, são três as causas de tal volatilidade. Primeiramente, houve, no período imediatamente após o racionamento de energia, em 2001, uma expressiva redução dos investimentos em expansão do sistema.

Outra causa remonta à promulgação da Constituição Federal de 1988, que trouxe à tona uma maior preocupação com questões ambientais. Essas questões lidam, especificamente, com as consequências dos alagamentos causados pelas construções de grandes reservatórios, o que implicou a redução da construção de novos reservatórios das hidrelétricas.⁷

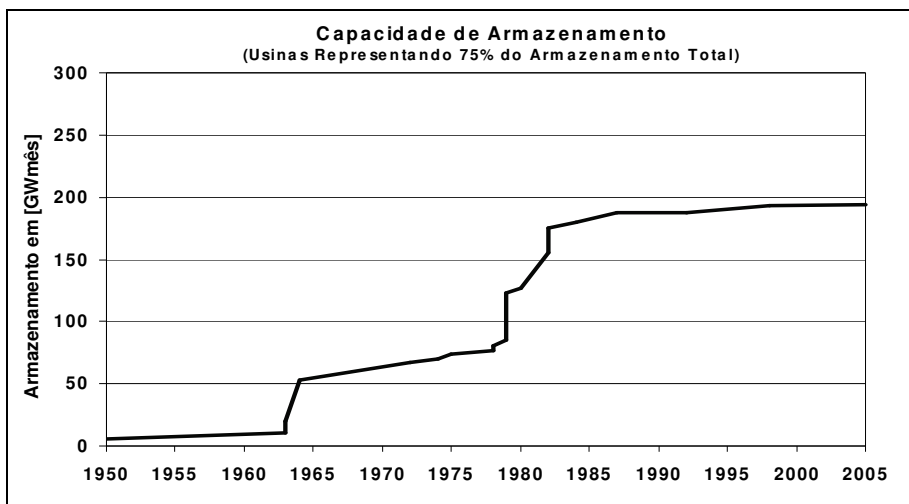
De fato, as usinas hidrelétricas construídas nas últimas duas décadas são a fio d'água⁸. Os grandes reservatórios eram utilizados principalmente visando à manutenção da segurança do sistema e propiciavam melhor controle da produção de eletricidade em períodos secos. Com a redução do volume de água armazenada em relação à demanda, o volume de energia elétrica gerada a partir de fonte hidráulica tornou-se mais volátil, já que depende de mais pluviosidade. E isso fez com que o critério de despacho de eletricidade passasse a incorporar maior número de empresas de fonte térmica. Ou seja, o PLD depende da natureza da indústria. A Figura 8 apresenta a série histórica de capacidade de armazenamento dos reservatórios de hidrelétricas no Brasil. Nota-se que, embora a potência instalada do setor aumente periodicamente, a capacidade de armazenamento está estagnada. As novas usinas incorporadas para atender ao sistema apresentam baixo fator de capacidade como também pouca capacidade de armazenamento, o que implica maior volatilidade do PLD e maior tendência a se utilizarem usinas térmicas, para gerar energia em períodos não chuvosos.

⁷ Além do mais, ao se tratar da utilização da água, devem ser considerados seus múltiplos usos (abastecimento humano e animal, irrigação, uso industrial, pesca, lazer, etc.) e os interesses dos diversos agentes envolvidos. De sorte que há, atualmente, expressivos impedimentos à construção de novos grandes reservatórios no Brasil.

⁸ Usinas a fio d'água são aquelas que têm pouca ou nenhuma capacidade de armazenamento de água, só utilizando a água que de fato chega até ela (Silva, 2001).

Figura 8

Capacidade de armazenamento dos reservatórios de hidrelétricas no Brasil — 1950-2005



FONTE: Moreira (2008).

Estima-se que o potencial hidráulico ainda a ser aproveitado do País seja de, aproximadamente, 126GW (Brasil, 2007). Desse total, aproximadamente, 70% encontram-se na Bacia Amazônica, onde rios de planície predominam e não há condições de se construírem reservatórios de grandes dimensões, de modo que as usinas a serem licitadas serão a fio d'água. Exclusivo o potencial remanescente não individualizado (28.000MW), o potencial na Bacia é avaliado em 77.058MW, distribuídos por 13 sub-bacias, sendo que quatro delas (Tapajós, Xingu, Madeira e Trombetas) concentram quase 90% desse potencial. Porém, segundo dados do Plano Nacional de Energia 2030 (PNE-2030), da EPE, apenas 38% do potencial podem ser classificados como aproveitáveis sem restrições ambientais significativas (Leite, 2009).

O incremento da participação de usinas a fio d'água — sem regularização sazonal — reduzirá a capacidade de reserva estratégica do sistema e irá requerer maior flexibilidade operativa dos reservatórios existentes, além de requerer maior capacidade instalada de usinas de *back-up*, isto é, termicas flexíveis, especialmente nos períodos de hidrologia desfavorável.

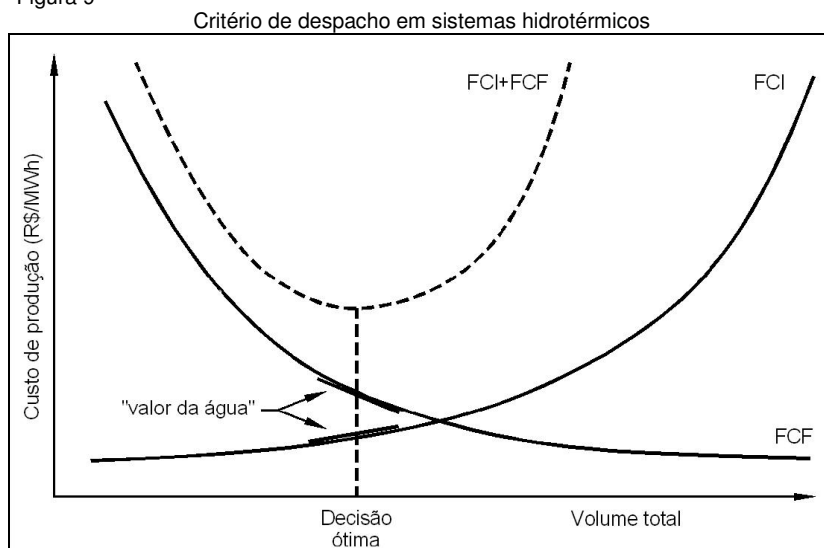
Entretanto há significativas restrições à utilização desse potencial, devido a questões de cunho socioambiental e tecnológico, especialmente o primeiro. Como coloca Leite (2007, p. 549), “[...] a hipótese de inviabilidade de alguns projetos há de estar presente, tendo em vista que existem fortes desentendimentos de natureza ambiental, social e política”. Tome-se como

exemplo que mais de 44% do potencial têm relação direta com terras indígenas.

Tais restrições indicam a necessidade, cada vez mais premente, de diversificação da matriz energética. Além do mais, importa notar a necessidade de estudos mais detalhados sobre a qualificação desse potencial.

Por fim, cabe enfatizar o próprio critério de despacho, já mencionado na seção 2. O despacho é centralizado pelo ONS, com base em custos estimados. Tais custos são: (a) o custo do déficit da água e (b) o custo variável das unidades térmicas utilizadas. Primeiramente, cabe esclarecer que a estratégia do ONS é a garantia do suprimento de eletricidade e que, em sistemas hidrotérmicos, a decisão tomada em um dado período de tempo tem relação direta com sua consequência futura. Ou seja, compara-se o benefício do uso imediato da água pela Função de Custo Imediato (FCI), que é medida em termos do custo da água, com o benefício de armazená-la hoje, para consumi-la no futuro, Função de Custo Futuro. Obter a FCF é difícil, pois está associada ao valor que se espera gastar com a geração térmica no futuro para o atendimento da demanda. A Função de Custo Futuro permite comparar o custo de utilizar os reservatórios na etapa t , através da energia turbinada, ou "guardar" a água para a utilização futura. Portanto, conclui-se que o uso ótimo da água é aquele que minimiza a soma do custo de geração térmica no presente e o valor esperado do custo de geração térmica (FCI + FCF) até o fim do período de estudo, conforme Figura 9.

Figura 9



FONTE: Silva (2001).

Ou seja, pode-se depreender que as causas da volatilidade do PLD são interdependentes. Em suma, a conjunção dos elementos citados anteriormente leva a uma imprevisibilidade em relação à quantidade disponível de água necessária à geração de eletricidade para atender ao mercado de energia. O que induz o operador, dados seus objetivos, a despachar um volume maior de energia térmica. Logo, há necessidade de despacho térmico por longos períodos de tempo para recuperação de água para armazenamento nos reservatórios.

Assim, enumeram-se diversas limitações do PLD como sinalizador real de preço de mercado:

- como ferramenta de precificação da energia elétrica das exposições — positivas e/ou negativas — ao mercado de curto prazo (diferenças), para fins de liquidação. Os atuais valores-limite do PLD (máximo e mínimo) e a frequência de suas variações, além de causarem débitos exorbitantes, geram, concomitantemente, créditos desproporcionais aos valores de energia envolvidos e induzem a procedimentos prejudiciais à economia brasileira, como, por exemplo, a especulação no mercado e a falta de sinalização adequada à expansão do sistema;
- como parâmetro para a comercialização de energia elétrica. Como não reflete as leis de mercado, a imprevisibilidade e a grande volatilidade do PLD tornam o modelo pouco adequado para tal uso;
- como sinalizador da necessidade de expansão da oferta de energia elétrica, dadas suas volatilidade e imprevisibilidade;
- como subsídio na decisão de despachar termelétricas contratadas ou promover a sua substituição por energia hidrelétrica secundária. Ao se optar por substituir uma geração térmica contratada por energia hidrelétrica secundária (aquela que se dá quando o valor do PLD está baixo), não se leva em conta o custo da recuperação do reservatório, anteriormente executado, muitas vezes, custeado pelos agentes;
- como subsídio na decisão de despachar termelétricas descontraçadas, portanto, fora da ordem de mérito, visando à recuperação dos níveis dos reservatórios. Esse processo se dá, sempre com PLD elevado, por meio da redução de geração hidrelétrica.

Considerações finais

Este artigo visa analisar a dinâmica do Preço de Liquidação das Diferenças entre janeiro de 2004 e maio de 2008, com ênfase nas causas

de sua volatilidade. O PLD, correspondente ao preço *spot*, tem-se mostrado muito volátil e, por consequência, significativamente imprevisível. Tais características reduzem o grau de certeza dos agentes econômicos do setor elétrico e aumentam consideravelmente os riscos econômicos e financeiros.

Nesse sentido, o artigo faz uma revisão teórica sobre a formação do preço *spot* de eletricidade. Mostram-se também as principais características do modelo do setor elétrico brasileiro. A partir daí, analisa-se a dinâmica do PLD. Constata-se que o PLD é uma variável muito volátil e de difícil previsão. A volatilidade deriva da natureza da indústria, especificamente do fato de que, aproximadamente, 90% da energia gerada no Brasil são de fonte hidráulica. O PLD é calculado *ex-ante*, com base semanal, por meio de modelos de programação dinâmica estocástica dual, que analisam a vazão atual e as previsões de vazões nos curto, médio e longo prazos. Assim, o PLD fica muito sujeito às previsões dos modelos computacionais e, ao não levar em conta o lado da demanda, mostra-se um indicador inadequado e inconsistente para sinalizar investimentos futuros e balizar os contratos de longo prazo.

Em relação à volatilidade do PLD, examinaram-se, essencialmente, três fatores: a escassez de investimento no período pós-acionamento, o fim da construção de novos reservatórios e o critério de despacho do operador do sistema. Consta-se que esses elementos são interdependentes, o que implica que há uma tendência, cada vez mais explícita, a que o PLD se torne uma variável mais volátil ainda, contribuindo para instabilidades no ACL.

A experiência internacional tem mostrado que um mercado *spot* eficiente é condição importante para o desenvolvimento da indústria de eletricidade. É com base em um mercado *spot* eficiente que é possível introduzir outros mecanismos de mercado nessa indústria, tais como mercados futuros, de opções, dentre outros. Por fim, é de suma importância a reavaliação do processo de formação de preços de eletricidade de curto prazo no Brasil, dada a importância do setor elétrico para a economia, especialmente, sendo um setor capital intensivo, cujos investimentos requerem longo prazo de maturação.

Porém deixa-se claro que não se crê que um mercado *spot* seja um mecanismo para solucionar problemas de longo prazo do setor elétrico, como investimentos, principalmente, em um momento no qual se repensa, de uma forma mais ampla, a reforma no setor elétrico (Joskow, 2006; Xu, 2006).

Referências

BRASIL. Ministério das Minas e Energia (MME). **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, D. F.: MME, 2007.

BURGER, M. *et al.* A spot market for pricing derivatives in electricity markets. **Quantitative finance**, v. 4, n. 1, p. 109-122, 2004.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Histórico de preço: Tarifa Marginal de Operação (TMO)**. 2009. Disponível em:

<http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/historico?_afLoop=443784998065000#%40%3F_afLoop%3D443784998065000%26_adf.ctrl-state%3Duend38i27_46>. Acesso em: 22 abr. 2009.

CHIPP, H. **Procedimentos operativos para assegurar o suprimento energético do SIN**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2008. Apresentação no GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, 9 de julho 2008.

CORREIA, T. *et al.* Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado. **Revista Economia**, Brasília, D. F., v. 7, n. 3, p. 607-627, 2006.

COSTA, L. Rápida expansão do mercado livre preocupa, diz Gesel. **Jornal da Energia**, São Paulo, 5 abr. 2012. Disponível em:

<http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=9530&id_secao=2>. Acesso em: 12 abr. 2012.

DACOROGNA, M. M. *et al.* **An introduction to high frequency finance**. London: Academic Press, 2001.

DING, Z.; GRANGER, C. W. J.; ENGLE, R. F. A long memory property of stock market returns and a new model. **Journal of Empirical Finance**, North-Holland, v. 1, n. 1, p. 83-106, 1993.

ENDERS, W. **Applied economic time series**. New York: John Wiley & Sons, 1995.

GEBHARD, T. Principles for developing competition: enhancing transition rules for a restructured electricity industry. **The Electricity Journal**, New York, v. 13, n. 1, p. 51-56, 2000.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. **Competition and choice in electricity**. West Sussex: John Wiley & Sons, 1996.

JOSKOW, P. L. California's electricity crisis. **Oxford Review of Economic Policy**, Oxford, v. 17, n. 3, p. 365-388, Dec 2001.

JOSKOW, P. L. Markets for power: an interim assessment. **Energy**, v. 27, n. 1, p. 1-36, 2006.

LEITE, A. D. **A energia do Brasil**. 2. ed. Rio de Janeiro: Campus, 2007.

LEITE, A. L. S. **Perspectiva do investimento em energia**: documento setorial energia elétrica. Relatório de Pesquisa do Projeto PIB. 2009. Disponível em:

<http://www.projetopib.org/arquivos/01_ds_energia_energia_eletrica.pdf>.

Acesso em: 21 fev. 2009.

LEITE, A. L. S.; SANTANA, E. A. Mercado de capacidade: uma alternativa para o setor elétrico brasileiro. **Revista de Desenvolvimento Econômico**, Salvador, v. 8, n. 14, p. 23-33, 2006.

LOPES, J. E. G.; BARROS, T. L. Modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Porto Alegre, v. 14, n. 2, p. 19-32, abr./jun. 2009.

MACEIRA, M. E. P. *et al.* Hourly generation dispatch with detailed representation of hydraulic constraints. In: SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING (SEPOPE), 7., 2001, Campinas. **Proceedings...** Campinas: [s. n.], 2001. p. 1-15.

MENDES, D. P.; SANTANA, E. A. Regulatory issues regarding the sub-markets in the Brazilian electricity industry. In: BOLOGNA POWER TECH CONFERENCE, 2003, Bologna. **Proceedings...** Bologna: [IEEE], 2003. p. 1-6.

MOREIRA, N. H. Perspectiva da matriz de energia elétrica brasileira. In: CICLO DE PALESTRAS DE FURNAS, abr. 2008. **[Trabalhos apresentados]**. [S. l.: s. n.], 2008. Diapositivos.

MOUNT, T. Market power and price volatility in restructured markets for electricity. **Decision Support Systems**, v. 30, n. 3, p. 311-325, 2001.

NEWBERY, D. Competition, contracts and entry in the electricity spot market. **RAND Journal of Economics**, Santa Monica, v. 29, n. 4, p. 726-749, 1998.

NEWBERY, D. **Privatization, restructuring and regulation of network utilities**. Cambridge, MA: MIT Press, 1999.

PECI, A. Reforma regulatória brasileira dos anos 90 à luz do modelo de Kleber Nascimento. **Revista de Administração Contemporânea**, Rio de Janeiro, v. 11, n. 1, p. 11-30, 2007.

PIRES, J. C. L.; GIAMBIAGI, F.; SALES, A. As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 9, n. 18, p. 163-204, 2002.

RODRIGUES, R. D. B. **Gerenciamento de riscos no setor elétrico brasileiro através do uso de derivativos**. 2007. 147f. Dissertação (Mestrado em Economia) — Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

SANTANA, E.; OLIVEIRA, C. A. **A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica do Brasil**. Florianópolis: UFSC/Departamento de Ciências Econômicas, 1998. (Texto Para Discussão, n. 14/98).

SILVA, E. L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

SILVA, P. P. **O sector da energia eléctrica na União Europeia: evolução e perspectivas**. Coimbra: Imprensa da Universidade de Coimbra, 2007.

STOFT, S. **Power system economics: designing markets for electricity**. Piscataway: IEEE Press, 2002.

XU, Yi-C. The myth of the single solution: electricity reforms and the World Bank. **Energy**, v. 31, n. 6-7, p. 802-814, 2006.