XX SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

Versão 1.0
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO - VI
GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA-GCR

REPERCUSSÃO DA CAPACIDADE DA REGULARIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL – SIN NA VOLATILIDADE DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO – CMO

José Humberto Costa(*) **Marcus Vinícius de C. Lobato(*)** **Fellipe F. G. dos Santos** **Icaro G. Ferreira**
CEMIG **CEMIG** **CEMIG** **UFMG**

RESUMO

Nos últimos anos, eventos conjunturais e a redução do superávit estrutural de energia no SIN tiveram como conseqüências o aumento do nível absoluto e das variações do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD Os reflexos comerciais têm levado à discussão sobre a formação de preços de curto prazo de energia elétrica. Esse trabalho investiga a volatilidade do PLD, comparando-a com as de outros mercados de energia, e também as conseqüências das modificações na estrutura da oferta de energia elétrica no Brasil – aumento da presença de usinas térmicas e hidráulicas a fio d'água – nessa volatilidade.

PALAVRAS-CHAVE

CMO, PLD, Volatilidade, Capacidade de Regularização, Mercado de Energia

1.0 - INTRODUÇÃO

A implantação do novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro permitiu a introdução da competição nas atividades de geração e comercialização de energia. Com a abertura do acesso às redes de transmissão e distribuição, e a possibilidade de opção pela atuação no mercado livre pelos grandes consumidores, houve um grande aumento no número de agentes e nas transações comerciais de energia elétrica. Atualmente, existem cerca de 650 agentes de mercado no Brasil, divididos entre geradores, comercializadores, consumidores livres, consumidores especiais e distribuidores.

Nesse novo ambiente, ainda que o principal viés seja de contratação antecipada e de longo prazo, ocorrem também contratações no curto prazo e há, por fim, a liquidação de diferenças entre valores contratados e realmente gerados/consumidos. Assim, foi criada uma Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE - para a contabilização e liquidação das diferenças de curto prazo, e foi instituído um Preço de Liquidação de Diferenças - PLD – para valorar essas liquidações. Contudo, diferentemente do que ocorre em outros mercados reestruturados de energia elétrica, o preço de curto prazo de energia no Brasil não é resultante de ofertas de compra e venda de energia dos agentes de mercado, mas sim é calculado a partir do Custo Marginal de Operação – CMO – o qual é calculado por um modelo computacional de otimização de sistemas hidrotérmicos.

Essa forma de se determinar o preço de curto prazo está relacionada à forma de despacho dos recursos para atendimento à carga. O despacho no Brasil é centralizado, e a otimização dos recursos tenta aproveitar da melhor maneira possível as peculiaridades do nosso sistema de geração, que é predominantemente hidráulico, possui

(*) Av. Barbacena, n° 1200 – Santo Agostinho, CEP 30.190-131 Belo Horizonte, MG, Brasil
Tel: (+55 31) 3506-2395 – Fax: (+55 31) 3506-2155 – Email: marcusv@cemig.com.br

reservatórios com grande capacidade de regularização e, dadas as dimensões continentais do país, está sujeito a condições hidrológicas diversas nos quatro susbistemas que compõe o Sistema Interligao Nacional - SIN.

A figura 1 apresenta a evolução do PLD desde a 2001. Após o racionamento em 2001/2002, houve um período de preços muito baixos em função da sobreoferta de geração em relação à carga. Com o passar dos anos, o aumento do consumo foi reduzindo essa sobra de energia, e em 2008 o sistema estava novamente equilibrado.

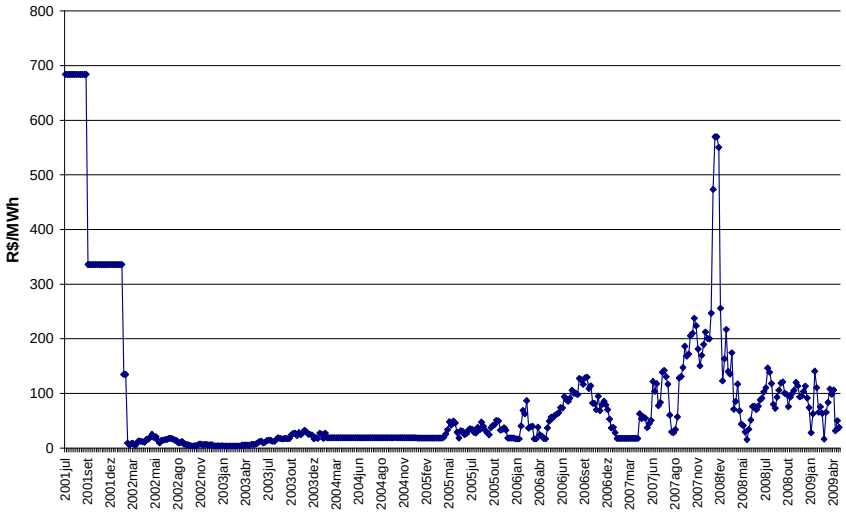

FIGURA 1 – Evolução semanal do PLD (Sudeste)

Além do aumento gradual dos preços médios anuais em função do reequilíbrio das condições estruturais de atendimento, houve momentos de variação mais intensa do PLD causados por situações conjunturais e/ou a aplicação de fatores externos que influenciam a formação do preço:

- Entre dez/03 e jan/04, devido a um atraso no período chuvoso, o submercado Nordeste atingiu a Curva de Aversão ao Risco, e o PLD passou de R$18,45/MWh para R$412,83/MWh em duas semanas
- Entre o final de maio e o começo de junho/07, o PLD da região Sudeste mais do que dobrou sem que houvesse alguma modificação significativa nas condições do SIN – posteriormente identificou-se um erro na modelagem de cálculo do PLD, que foi corrigido
- Em jan/08, devido ao atraso da estação chuvosa, todos os submercados atingiram o PLD máximo

Assim, após conviver vários anos com PLDs baixos, os agentes começaram a ficar desconfortáveis com a elevação dos preços, com o efeito das variações de afluências e da aplicação da CAR e com a possibilidade de erros nos programas computacionais de cálculo dos PLDs. Considerando a visibilidade que o SEB recebeu após o racionamento, e também o próprio processo de abertura provocado pela grande evolução do número de agentes, esse assunto, que anteriormente poderia ser encarado como eminentemente técnico e ficaria circunscrito ao ambiente das empresas de energia, ganhou outros contornos em função dos interesses envolvidos.

Dessa forma, após a ocorrência de PLDs máximos em janeiro de 2008, uma discussão latente sobre volatilidade do PLD e sobre o modelo de formação de preços veio à tona, ganhou corpo e, em maio de 2008, a CCEE promoveu um Workshop Internacional como ponto de partida para a discussão do processo de formação de preço e seus problemas/soluções. Desde então, foram criados naquela Câmara dois grupos de trabalho, um para avaliar melhorias no atual modelo, e o outro para avaliar mudanças na forma como o preço de curto prazo é determinado. O trabalho do primeiro grupo, que está mais afeto às questões técnicas dos modelos computacionais, culminou com um relatório de sugestões de frentes de trabalho que serão conduzidas pelo GT2, grupo misto ONS/CCEE/Agentes para assuntos dessa natureza. O trabalho do segundo grupo está atualmente em andamento.

Não obstante os encaminhamentos dados acima, as manifestações dos agentes de mercado em eventos, reuniões ou mesmo à imprensa sempre falam de uma alta volatilidade do PLD, e que essa volatilidade precisa diminuir. São também feitas associações entre essa volatilidade e a redução da capacidade de regularização dos reservatórios do SIN. Contudo, apesar de parecer haver um consenso de que a volatilidade do PLD é alta, não está muito claro, por outro lado, o que seria uma volatilidade aceitável ou qual é a referência para se afirmar que ela é alta. Da mesma forma, a percepção intuitiva de que a redução da capacidade de regularização leva a um aumento da volatilidade não foi muito explorada em termos numéricos.

Diante do exposto, chega-se aos assuntos a serem tratados nesse trabalho: (i) fazer um análise da volatilidade do mercado de energia brasileiro e compará-la com a volatilidade em outros mercados de energia (ii) avaliar como as modificações na estrutura da oferta de energia podem afetar a volatilidade do PLD. O trabalho é composto por essa seção introdutório e mais 4 seções. A segunda seção trata da métrica de volatilidade utilizada para a análise. Na terceira parte é feita a avaliação da volatilidade do PLD e a comparação a outros mercados de energia. Na quarta seção, são apresentados algumas diferentes configurações do SIN para avaliar a influência da estrutura do parque gerador. Finalmente, o trabalho é concluído na 5a. seção.

2.0 - CONCEITO E MENSURAÇÃO DE VOLATILIADE

2.1 Volatilidade em mercados de energia

Em um mercado eficiente, os preços se movem para ajustar desequilíbrios entre demanda e oferta. A magnitude de um desequilíbrio e a capacidade de produtores e consumidores de responderem rapidamente vão determinar a variação no preço. Nos mercados de energia, não só de eletricidade, mas também outros como gás, variações no consumo ou na disponibilidade podem ser tais que provoquem grandes variações nos preços. As variações na disponibilidade de geração podem ser causadas por falhas em equipamentos, falta de combustível ou seca severa que leve à falta de água nos reservatórios. O consumo pode variar em função da atividade econômica, de eventos climátios ou outros. Em situações extremas, como o de esgotamento da capacidade de geração, pode-se ter um mercado inelástico – aumentos de preços não são suficientes para suprir a demanda.

De acordo com a American Gas Foundation (1), a volatilidade está associada à percepção de variação de uma grandeza, mas é um termo de definição ampla, e há várias formas de se medir volatilidade de preços (2), dependendo dos elementos da volatilidade que são considerados críticos. Pode haver dois pontos de vista, ainda que relacionados, quando se fala de volatilidade:

- O primeiro ponto e vista está ligado aos preços absolutos, e é dessa forma que a imprensa em geral trata do assunto. Sob esse enfoque, um mercado volátil é aquele em que os preços estão mudando rapidamente de forma não antecipada, e os preços nos próximos períodos serão bem diferentes dos preços nos períodos anteriores;
- A segunda abordagem é aquela que fala de retornos, ou de variações em relação a um preço base, ao invés de avaliar valores absolutos. A abordagem de retornos é a usada normalmente nos mercados financeiros.

2.2 Métrica estatística de volatilidade

Considerando que um dos objetivos do trabalho é a avaliação comparativa de volatilidades em diferentes mercados, foi escolhida, na análise do PLD, uma forma de cálculo de volatilidade compatível com mercados de gás e energia de outros países, como descrito em (1) e (2). Conforme se verá mais à frente, a forma adotada permite também a comparação com volatilidades de outras commodities não relacionadas à energia.

A medida de variação entre duas observações será o retorno calculado como o logaritmo neperiano da razão entre duas observações sucessivas:

$$\text{Retorno} = \ln(\text{preço}_t/\text{preço}_{t-1})$$

Após transformar a série de preços em série de retornos, será preciso definir um intervalo de tempo no qual se observará a variação desses retornos. Como dispomos de PLDs semanais, a variação dos PLD será observada em intervalos mensais e anuais. A media de variação (volatilidade) será o desvio padrão dos retornos no período considerado:

Volatilidade = DesvioPadrão(retornos) ; em um mês, em um ano

Finalmente, as volatildades calculadas serão anualizadas para permitir comparar volatilidades de séries com diferentes intervalos de observação – por exemplo, séries semanais como o PLD, com séries de preços diárias de outros mercados. A volatilidade anualizada é calculada multiplicando a volatilidade definida acima pela raiz quadrada do intervalo de tempo (em termos anuais) entre as observações da série. Assim, para observações semanais, a volatilidade será multiplicada por (52)^(1/2). Para as séries de preços diários, a multiplicação será por (252)^(1/2) ou (365)^(1/2), dependendo se as séries tratam de apenas dias úteis ou não.

Volatilidade anualizada = volatilidade X (intervalo das observações ^(1/2))

3.0 - VOLATILIDADE DO PLD E DOS PREÇOS DE OUTROS MERCADOS

A figura 2 apresenta a série de PLDs já apresentada (eixo principal, R$/MWh) e as volatilidadaes mensais (eixo secundário, %). A figura 3 as volatilidadaes anuais.

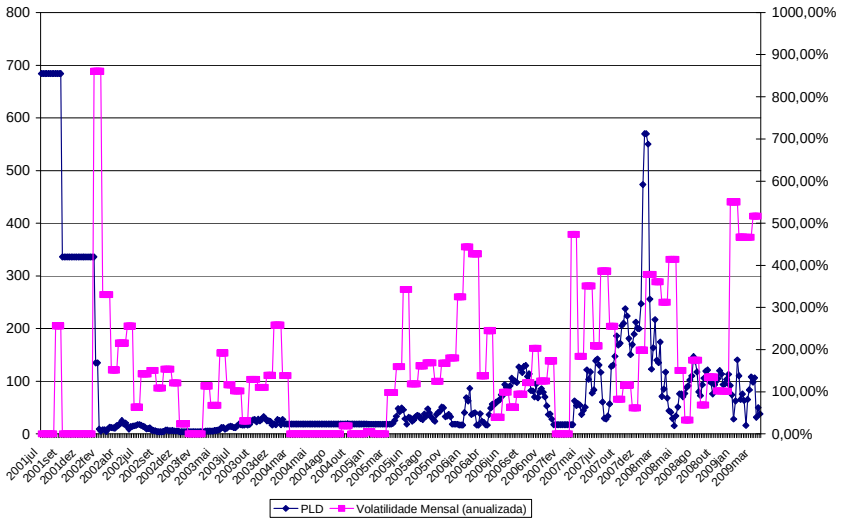

FIGURA 2 – Evolução semanal do PLD (Sudeste) e volatilidades mensais anualizadas

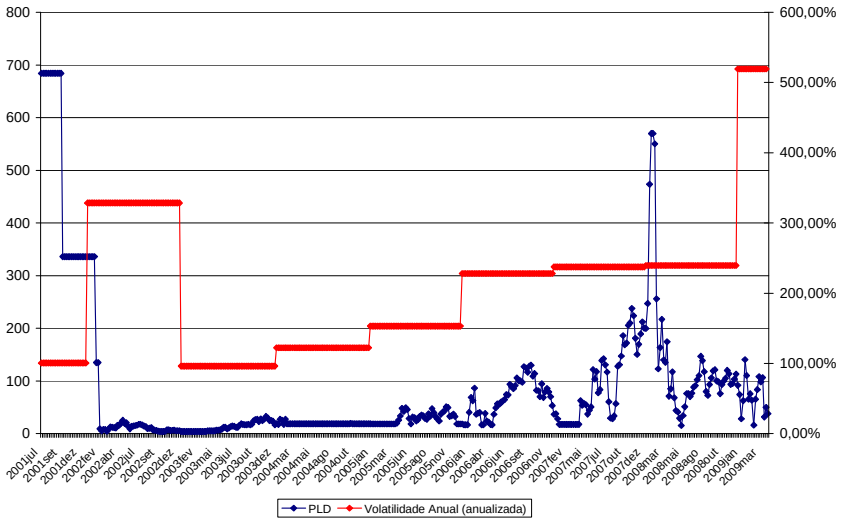

FIGURA 3 – Evolução semanal do PLD (Sudeste) e volatilidades anuais anualizadas

Analisando-se a figura 2, percebe-se que,a volatilidade não está associada apenas a valores altos doPLD, mas sim à sua variação em estágios sucessivos: já houve valores próximos a 300% quando, no final de 2003, o PLD não ultrapassou R$50/MWh. A partir da figura 3, vê-se que a volatilidade em 2008, ano que o PLD médio anual ficou em R$135,42/MWWh, foi praticamente a mesma volatilidade em 2006, ao passo que o PLD médio anual era de R$67,31/MWh. Assim, pode ser que a recente percepção de alta volatilidade do PLD tenha sido deflagrada pela escalada de preços, mas a volatilidade não é recente e não parece estar aumentando em demasia.

A análise de volatilidade aplicada ao PLD foi feita também para 6 mercados de energia, para os quais foi possível obter informações de um período razoável de preços (4), (5), (6), (7):

- O mercado da California – índice SP 15 (South Path 15)
- O mercado do Texas – índice ERCOT
- O mercado da Pensilvania – índice PJM West
- O mercado ibérico – índice Mibel
- O mercado francês – índice Powernext
- O mercado nórdico – índice Nordpool

A figura de 4 a 9 apresentam as séries de preços fora de ponta para os três mercados norte-americanos (dados de transações em dias úteis), as informações relativas aos dois mercados da Europa continental (dados diários) e os valores para o Nordpool (dados semanais), com as repectivas volatilidades mensais e anuais.

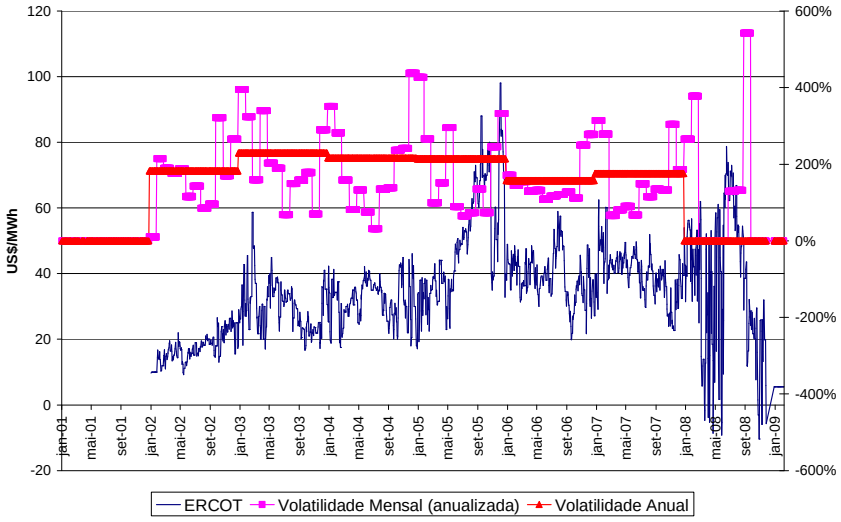

FIGURA 4 – Evolução diária do preço ERCOT e volatilidades mensais e anuais

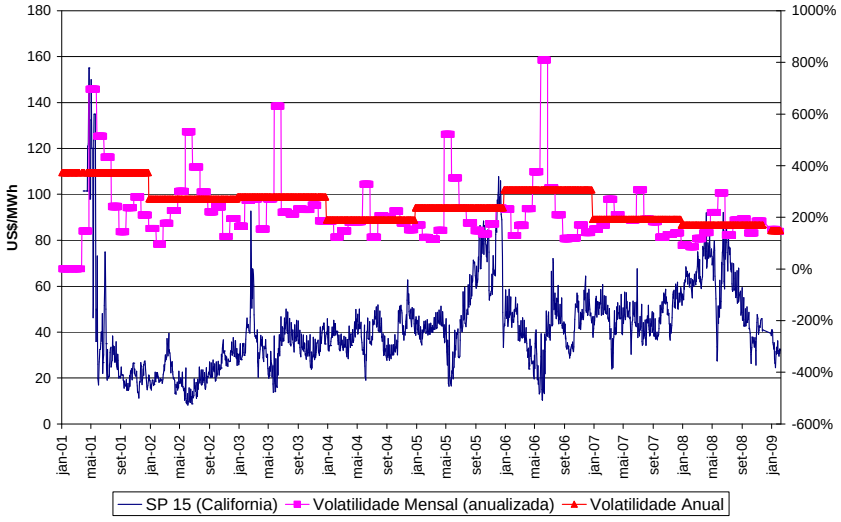

FIGURA 5 – Evolução diária do preço SP 15 (Califórnia) e volatilidades mensais e anuais

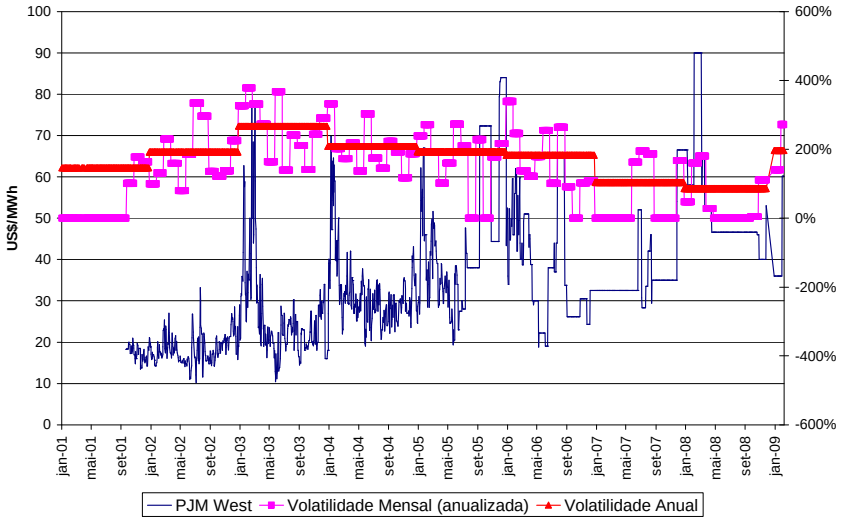

FIGURA 6 – Evolução diária do preço PJM West e volatilidades mensais e anuais

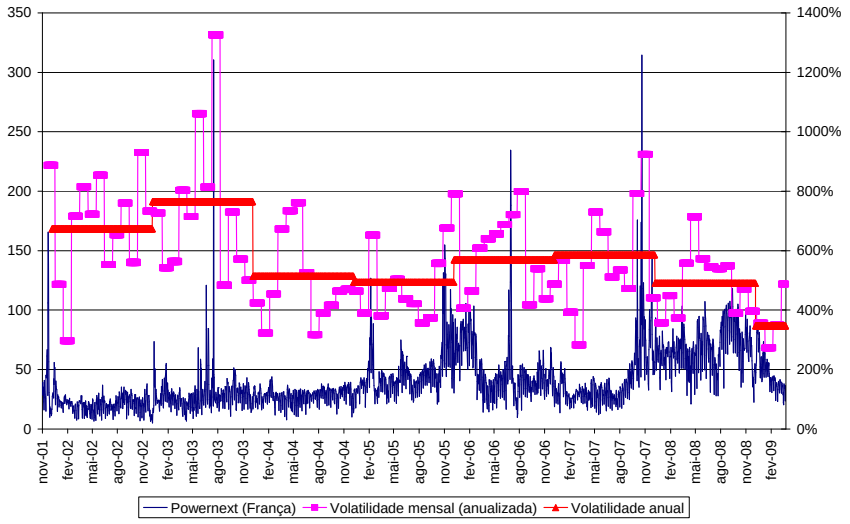

FIGURA 7 – Evolução diária do preço Powernext e volatilidades mensais e anuais

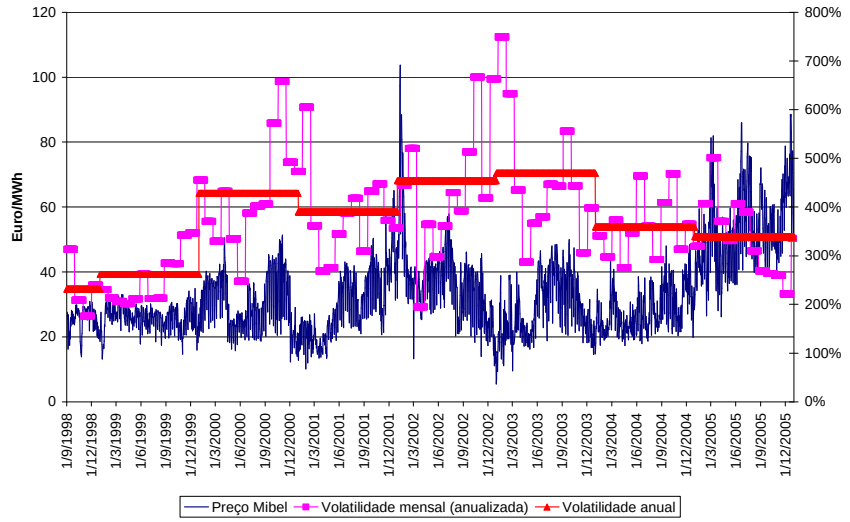

FIGURA 8 – Evolução diária do preço Mibel e volatilidades mensais e anuais

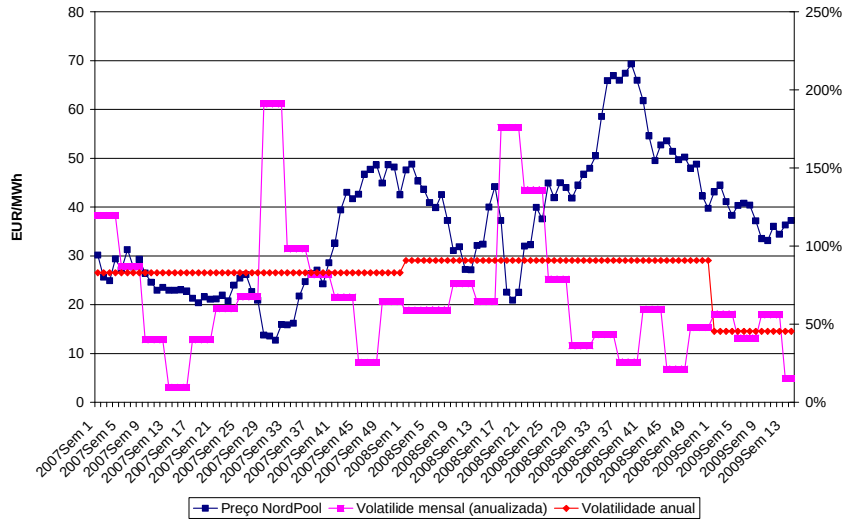

FIGURA 9 – Evolução semanal do preço Nordpool e volatilidades mensais e anuais

Para todos os sistemas analisados, à exceção do Nordpool, as volatilidades mensais são comparáveis ou maiores do que a volatilidade mensal do PLD. Em termos anuais, os mercados norte-americanos apresentam volatilidades

de 200%, também compatíveis com o caso brasileiro, enquanto que os mercados do continente europeu apresentam valores mais altos, da ordem de 400%. No caso do Nordpool, tanto a volatilidade mensal quanto anual ficaram abaixo dos valores dos demais mercados. Esse resultado é interessante, pois pode indicar que a grande participação hidráulica na capacidade de geração possa levar a uma volatilidade menor. Contudo, essa menor variação pode ser uma particularidade do período cujos dados estavam disponíveis, que foi de pouco mais de dois anos, enquanto que nos demais sistemas havia dados de pelo menos sete anos.

Finalmente, vale mencionar a comparação feita entre a volatildade de mercados de energia elétrica e outras commodities relacionadas ou não à energia(1). Os resultados dessa avaliação, compilados na tabela abaixo, mostram que os demais mercados são sensivelmente menos voláteis que os mercados de energia elétrica, pelo menos no período de estudo.

Tabela 1 – Comparação de volatilidades anuais de diferentes commodities (compilado de (1))

Volatilidades Anuais				
	1999	2000	2001	2002
Eletricidade - PJM	633%	558%	390%	375%
Gás Natural - Henry Hub	50%	61%	94%	58%
Óleo para aquecimento	35%	92%	45%	3%
Café	56%	46%	38%	39%
Petróleo WTI	36%	47%	47%	34%
Cobre	24%	17%	19%	20%

4.0 - VOLATILIDADE EM FUNÇÃO DA MODIFICAÇÃO NA ESTRUTURA DA OFERTA DE ENERGIA

A escalada dos PLDs e o aumento da percepção de volatilidade pelos agentes de mercado ocorreu concomitantemente a uma modificação na estrutura da oferta de energia no Brasil. O atendimento ao SIN continua ainda a ser majoritariamente hidráulico, com 85% da capacidade instalada no final de 2007. Mas, essa participação já foi maior e vai diminuir no futuro próximo, chegando a 77% no final de 2012. Ao mesmo tempo em que aumenta a participação das usinas térmicas na capacidade instalada, a expansão do bloco hidráulico se dá cada vez mais através de usinas a fio d'água, o que leva a uma redução da capacidade de regularização do SIN. Contudo, embora a redução da regularização seja uma percepção difundida, há ainda uma discussão sobre formas de se medir a essa redução (3).

A redução da capacidade de regularização e o aumento da participação térmica têm sido apontados como causas do aumento da volatilidade. Para verificar os efeitos dessas mudanças, foram feitos estudos com o modelo Newave para diferentes configurações de parque hidrotérmico do SIN. A partir do caso utilizado para o cálculo das energias asseguradas para o leilão A-5 de 2008 foi feita a convergência para o critério de 5% de risco (não foi utilizado o critério de convergência pela igualdade entre CMO e CME). O caso base foi variado de três maneiras:

1. Mantida a energia assegurada do sistema, transformou-se o reservatório de Furnas em um reservatório a fio d'água e complementou-se o atendimento do sistema com uma térmica flexível
2. Mantendo o reservatório de Furnas na situação anterior, não foi feita nenhuma adição de usinas térmicas e encontrou-se uma nova energia assegurada para o risco de 5%
3. Mantendo a energia assegurada do caso 2, voltou-se o reservatório de Furnas à sua condição normal e reduziu-se a capacidade instalada de Itaipu

A Tabela 2 resume as principais características de cada caso.

Tabela 2 – Configurações da oferta do SIN nos casos simulados

Caso	Capacidade instalada hidráulica (MW)	Capacidade instalada térmica (MW)	Armazenamento Máximo (SE - MWmês)	Energia Assegurada (MWmédios)	ENA anual média (SE-MWmédios)	ENA/EARMax
Base	92.666	23.172	203.907	67.174	39.935	2,35
Furnas fio d'água + Térmica	92.666	23.886	168.818	67.174	39.935	2,84
Furnas fio d'água + Nova convergência	92.666	23.172	168.818	65.932	39.936	2,84
Furnas normal + Nova convergência + redução Itaipu	82.366	23.172	203.907	65.932	39.899	2,35

A partir dos resultados, foram calculados os PLDs médios mensais e suas volatilidades anuais de acordo com a métrica utilizada nas seções anteriores. A Tabela 3 apresenta os resultados para os quatro casos:

Tabela 3 – Volatilidades anuais para os quatro casos simulados

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Média
Caso Base	16,7%	22,8%	13,9%	25,7%	27,0%	21,2%
Caso 1	20,1%	27,2%	16,7%	25,9%	28,3%	23,6%
Caso 2	19,1%	27,4%	18,2%	30,9%	36,0%	26,3%
Caso 3	14,0%	21,3%	13,8%	23,5%	23,8%	19,3%

Comparando o Caso 1 com o Caso Base, percebe-se que a substituição de usinas de reservatórios por usinas térmicas aumenta a volatilidade do PLD, ainda que seja mantido o critério de convergência de risco de 5%. Comparando o Caso 2 com o Caso 3, conclui-se também que a expansão baseada em usinas a fio d'água em detrimento às usinas de reservatório, ainda que o atendimento à carga atenda os mesmos requisitos de planejamento, provoca também aumento na volatilidade do PLD. Os resultados dos casos 2 e 3 não são comparáveis aos resultados dos casos Base e 1.

As volatilidades apresentadas na Tabela 3, ainda que comprovem a expectativa de variação em função da mudança da estrutura de atendimento do SIN, estão em níveis bem menores do que as volatilidades calculadas com a série real de PLDs. Esses resultados não são necessariamente contraditórios, pois as volatilidades da Tabela 3 foram calculados a partir de valores médios mensais de 2000 séries de PLDs. Assim, além de não capturarem a variabilidade semanal do processo real de cálculo do PLD, elas são amortecidas por terem sido calculadas a partir da médias das séries. Uma extensão desse trabalho pode ser, então, a análise da varição da volatilidade em cada uma das séries de PLDs para cada um dos 4 casos simulados.

5.0 - CONCLUSÃO

O mercado de energia no Brasil mudou bastante na última década. As privatizações, a introdução da competição e a possibiildade de participação de certos consumidores no mercado livre criaram um ambiente dinâmico e bastante atento às condições de atendimento do mercado físico. Com isso, o debate sobre o preço de curto prazo deixou o ambiente acadêmico e técnico das empresas de energia e passou a fazer parte da pauta de setores mais amplos da sociedade.

A elevação do PLD ao longo dos últimos anos fez com que os agentes de mercado sentissem mais as suas variações e passassem a se incomodar com sua volatilidade. Contudo, a análise da volatilidade desde 2001, mostou que ela já esteve, em anos de PLDs baixos, em níveis compatíveis com os observados ultimamente. Além disso, a volatilidade não mudou muito entre 2006 e 2008, embora a percepção geral não seja essa. À parte dessa diferença de percepção causada pela elevação do nível absoluto do preço, a idéia de que o PLD seja excessivamente volátil não se comprova quando se observa a volatilidade de outros mercados de energia. Assim, embora se possa dizer que o preço de curto prazo no Brasil é mais volátil do que os preços de commodities negociadas em bolsa, não se pode afirmar que esse comportamento seja anômalo, em se tratando de preço de curto prazo de energia elétrica, e sob o ponto de vista da análise feita nesse trabalho.

Assim, a proposta de evolução do PLD, do atual esquema de cálculo centralizado para um esquema de ofertas pelos agentes, pode levar a uma situação mais desejável de transparência e agregação de múltiplas expectativas, ao invés da visão única que hoje prevalece sobre a evolução das condições de atendimento ao mercado de energia. Além disso, a existência de um mercado por ofertas permitiria o surgimento de contratos padronizados e derivativos que são utilizados nos demais mercados para a mitigação dos riscos representados pela alta volatilidade dos preços de energia. Contudo, ao analisar a volatilidade de mercados que já funcionam sob o esquema de ofertas, não se pode garantir que uma mudança nessa direção reduziria a volatilidade do PLD.

Finalmente, a expansão do parque gerador do SIN baseda em usinas térmicas e usinas a fio d'água contribui para o aumento da volatilidade, mas não pode ser indicada como sua causa, visto que a volatilidade é inerente aos preços de curto prazo. Assim, como não há perspectiva de mudança nesse quadro de expansão, a observação de aumento da volatilidade é mais a observação de um fato inexorável do que um ponto de partida para se tomar providências para sua redução.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) American Gas Foundation, "Natural Gas and Energy Price Volatility". (disponível em http://www.gasfoundation.org/ResearchStudies/volatility.htm)
(2) Pilipovic, D., "Energy Risk ", McGraw-Hill, New York, 2007, 2nd Edition

(3) Brito, M., Vianna, M., Bezerra, B., Veiga, M., Barroso, L. A .,"Uma metodologia para analisar o impacto das usinas a fio d'água na capacidade de regularização do Sistema Hidrotérmico Brasileiro". XX SNPTEE, Recife, 2009
(4) https://www.theice.com/marketdata/reportcenter/reports.htm
(5) http://www.omip.pt
(6) http://www.nordpoolspot.com/reports/systemprice/
(7) http://www.powernext.com/