

revista brasileira de  
**ENERGIA**



Sociedade Brasileira de  
Planejamento Energético

**Criação de Capa e Diagramação**

Kelly Fernanda dos Reis

**Revisão**

Kelly Fernanda dos Reis

**Revista Brasileira de Energia  
Vol. 23 - nº 3**

Itajubá, 2017 - SBPE

Editor: Edson da Costa Bortoni  
133 p.

1 - Energia - artigos

2 - Publicação científica

ISSN: 0104303-X

É permitida a reprodução parcial ou total da obra, desde que citada a fonte.

A Revista Brasileira de Energia tem como missão:

“Divulgar trabalhos acadêmicos, estudos técnicos e resultados de pesquisas relacionadas ao planejamento energético do país e das suas relações regionais e internacionais.”

**Editor Responsável**

Edson da Costa Bortoni

**Comitê Editorial**

Alexandre Salem Szklo

Amaro Pereira

Annemarlen Gehrke Castagna

Clodomiro Unsihuay-Vila

Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Edmilson Moutinho dos Santos

Edson da Costa Bortoni

Eduardo Mirko V. Turdera

Elizabeth Cartaxo

Gisele Ferreira Tiryaki

Ivo Leandro Dorileo

Jamil Haddad

Luiz Augusto Horta Nogueira

Oswaldo Soliano

Paulo Henrique de Mello Sant' Ana

Roberto Cesar Betini

Sergio Valdir Bajay

Thulio Cícero Guimarães Pereira

Virginia Parente

Yanko Marcius de A. Xavier

A Revista Brasileira de Energia (RBE) é uma publicação da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), editada semestralmente.

**Diretoria da SBPE**

Presidente: Célio Bermann

Vice-Presidente: Ivo Leandro Dorileo

Diretor de Eventos: Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Diretora de Publicações: Annemarlen Gehrke Castagna

Diretor Administrativo: Jamil Haddad

**Conselho Fiscal**

Roberto Akira Yamachita

Edson da Costa Bortoni

Luiz Augusto Horta Nogueira

**Conselho Consultivo**

Afonso Henriques Moreira Santos

Célio Bermann

Edmilson Moutinho dos Santos

Ivan Marques de Toledo Camargo

Jamil Haddad

José Roberto Moreira

Luiz Pinguelli Rosa

Maurício Tiommo Tolmasquim

Oswaldo Lívio Soliano Pereira

Sergio Valdir Bajay

**Secretaria Executiva da SBPE**

Lúcia Garrido e Kelly Reis

Endereço

Av. BPS, 1303 – Pinheirinho

Itajubá – MG – CEP:37.500-903

E-mail: [exec@sbpe.org.br](mailto:exec@sbpe.org.br)

Os artigos podem ser enviados através do site da SBPE

**[www.sbpe.org.br](http://www.sbpe.org.br)**

# SUMÁRIO

## **ANÁLISE DO PREÇO SPOT DE ENERGIA ELÉTRICA COM PARÂMETROS VARIANDO NO TEMPO PARA O MERCADO BRASILEIRO.....07**

Washington Martins, Osvaldo Candido

## **DEFINING THE RELEVANT MARKET OF BRAZILIAN DIESEL FUEL DISTRIBUTION IN SOUTHEAST REGION: A GEOGRAPHIC APPROACH.....35**

Lucas Campio Pinha, Marcelo José Braga

## **ESTUDO COMPARATIVO DA EFICIÊNCIA ENTRE MÉTODOS SISTEMÁTICOS EMPREGADOS NA CONSTRUÇÃO DE CIRCUITOS PNEUMÁTICOS.....50**

Tales Allan Menegaz de Faveri, Richard de Medeiros Castro, Elvys Mercado Curi

## **GASEIFICAÇÃO DA CASCA DO JATOBÁ-DO-CERRADO: CARACTERIZAÇÃO E COMPARAÇÃO ENTRE SIMULAÇÃO E ENSAIOS LABORATORIAIS.....82**

Nádia Alves Viana, Munique Gonçalves Guimarães, Augusto César de Mendonça Brasil, Ailton Teixeira do Vale, Julio Lemos de Macedo, Grace Ferreira Ghesti

## **IMPACTO DE ESTRATÉGIAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO CUSTO DE UM EMPREENDIMENTO RESIDENCIAL MULTIFAMILIAR.....105**

Mayara Soares de Souza, Thalita Gorban Ferreira Giglio



## **ANÁLISE DO PREÇO SPOT DE ENERGIA ELÉTRICA COM PARÂMETROS VARIANDO NO TEMPO PARA O MERCADO BRASILEIRO**

Washington Martins  
Oswaldo Candido

*Universidade Católica de Brasília*

### **RESUMO**

Este artigo analisa o preço, de curto prazo, de energia elétrica para o mercado brasileiro. Foi utilizado um modelo em Espaço de Estados, com modelagem de volatilidade GARCH, para estimar o preço de energia elétrica de curto prazo sendo explicado pela geração de energia térmica convencional e pela energia armazenada com ajuste sazonal. Os dados analisados referem-se ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, do Sistema Interligado Nacional (SIN), para o período de 2001:7 a 2014:10. Nos resultados da análise foram encontradas evidências de que o coeficiente estimado para a variável geração térmica varia ao longo da amostra analisada e possui relação direta e estatisticamente significativa com o preço de Energia de curto prazo. Por outro lado, embora exista relação inversa e estatisticamente significativa entre o coeficiente da energia armazenada com ajustes sazonais e o preço *spot* de energia elétrica, não foram encontradas evidências indicando alterações na magnitude do coeficiente ao longo da amostra. O período analisado foi conturbado, considerando que houve crise hídrica decorrente do impacto do arrefecimento das precipitações pluviométricas nos níveis dos reservatórios, com consequente aumento no volume da geração térmica de energia.

Palavras-chave: Preço de Energia de Curto Prazo; PLD; parâmetros variando no tempo.

### **ABSTRACT**

This article analyses the short-term price of electricity in the Brazilian market. Was used a model in state space with GARCH volatility modelling to estimate how the short-term electricity price is explained by the conventional thermal power generation and energy stored seasonally adjusted. The data analysed refer to the South East/ Central West, the National Interconnected System (SIN) for the period 2001:7-2014:10. The results of the analysis found evidence that the estimated coefficient for variable thermal generation varies over the sample analysed and

has a statistically significant relationship with the short-term energy price. On the other hand, although there is statistically significant inverse relationship between the ratio of stored energy with seasonal adjustments and the spot price of electricity, there was no evidence indicating changes in the magnitude of the coefficient over the sample. The period analysed was troubled considering that there was a water crisis due to the cooling of the impact of rainfall in reservoir levels, with consequent increase in the volume of thermal power generation.

Key words: Spot Electricity Energy Price; PLD; State Space Model.

## 1. INTRODUÇÃO

Energia elétrica é um importante insumo no contexto da recente evolução de nossa sociedade, tanto com relação a qualidade de vida das famílias quanto nos avanços tecnológicos. O processo produtivo industrial e o desenvolvimento econômico dependem de um sistema de energia elétrica robusto e confiável.

O Sistema Elétrico Brasileiro possui o desafio de garantir o fornecimento de energia elétrica com qualidade para os principais centros de carga do país que se localizam, em sua maioria, distantes das usinas geradoras. Com uma extensão territorial de 8.515.767,049 km<sup>2</sup>, o Brasil é o maior país da América do Sul e o quinto maior do mundo. Com grande potencial hidráulico, o país possui uma matriz energética predominante proveniente de usinas hidrelétricas.

A capacidade instalada de energia elétrica no Brasil é de 142,1 gigawatts, segundo informações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)<sup>1</sup>. Deste total, a geração hidráulica é preponderante, respondendo por 61,17% de participação na matriz energética do país.

Para despachar a energia de maneira ótima, o modelo atual do setor elétrico busca encontrar o equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento. Com o objetivo de otimizar a operação do sistema é calculado o Custo Marginal de Operação (CMO), que é a base para o cálculo do preço à vista (*spot*) da energia elétrica, que é chamado de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

No entanto, a energia elétrica possui a característica de não ser armazenável, o que implica na necessidade de ajustes instantâneos entre a produção e o consumo, o que pode ocasionar em diferenças entre o volume de energia elétrica contratado e consumido. Estas diferenças são liquidadas no mercado de curto prazo ao PLD.

---

<sup>1</sup> O Brasil possui 4.475 empreendimentos em operação, totalizando 142.094.033 kW de potência instalada. Informação do Banco de Informações de Geração (BIG) disponível <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acesso em: 13 de março de 2016.

Desta forma, no Brasil, o preço de energia elétrica de curto prazo (*spot*) desempenha importantes funções na economia. Permite a decisão ótima, ponderada pela utilização da água armazenada nos reservatórios ou de combustível para acionar as usinas térmicas. Além disso, precifica os ajustes de curto prazo entre o montante de energia contratada e a energia efetivamente gerada.

Semanalmente a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) divulga<sup>1</sup> o PLD com base no Custo Marginal de Operação (CMO)<sup>2</sup> que é apresentado semanalmente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). O CMO é calculado a partir de modelos matemáticos que são utilizados para definir a programação da operação do sistema; a partir desse cálculo o PLD é limitado por um preço mínimo e por um preço máximo conforme estabelecido anualmente pela ANEEL.

Esses cálculos são realizados visando encontrar o despacho ótimo entre a geração hidráulica e a geração térmica, para cada submercado (norte, nordeste, sul e Sudeste/Centro-Oeste) integrante do Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, o PLD é utilizado para valorar, no Mercado de Curto Prazo, a diferença entre o volume de energia contratado e o efetivamente gerado e consumido.

A base do PLD é calculada com programação dinâmica dual estocástica, levando em consideração as condições hidrológicas, a demanda de energia elétrica, o preço de combustíveis, o custo de déficit, a entrada de novos projetos e a disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão.

Em mercados de energia de países desenvolvidos, o preço da energia de curto prazo é formado pela interação entre oferta e demanda de energia, sendo calculado diariamente. No Brasil, o preço de energia de curto prazo é apurado pela CCEE, com base no CMO, e é divulgado semanalmente e publicado às sextas-feiras com valores para cada patamar de carga<sup>3</sup> (pesado, médio e leve) e para cada um dos submercados.

A formação do PLD é relacionada com o armazenamento e afluência nos reservatórios das hidroelétricas e com o despacho de energia elétrica de usinas térmicas. O PLD também é calculado mensalmente e serve como referência para a comercialização, precificação de contratos e projeção de custos domésticos futuros com energia elétrica.

---

1 O inciso V do art. 2º do Decreto nº 5.177/2004, regulamenta que o PLD é apurado por submercado, semanalmente e por patamar de carga, de acordo com o disposto no art. 57 do Decreto nº 5.163/2004.

2 Custo necessário para se produzir o próximo MWh para o sistema elétrico.

3 **Patamar de carga:** período com determinado número de horas agregadas em três patamares de carga para dois dias típicos: **Tipo 1:** segunda a sábado. Leve (0h00-6h59), Médio (7h00-17h59; 21h00-23h59) e Pesado (18h00-20h59) **Tipo 2:** domingos e feriados nacionais. Leve (0h00- 16h59; 22h00-23h59) e Médio (17h00-21h59).

O PLD tem registrado significativa volatilidade, o que gera imprevisibilidade entre os agentes do setor elétrico. Esta variabilidade dos preços no mercado energético brasileiro possui dependência, dentre outras variáveis, do regime de precipitação pluviométrica.

O regime pluvial e o volume de geração térmica são variáveis determinantes do preço de curto prazo no Brasil e responsáveis pela volatilidade no valor da energia para o mercado. Entretanto, estas variáveis dificultam a estimação do PLD, exigindo a elaboração de modelos capazes de considerar estas características intrínsecas do modelo de energia elétrica brasileiro.

Neste contexto, o principal objetivo deste trabalho é capturar e inferir sobre a dinâmica do PLD. Para tanto, foi utilizado o modelo de regressão com parâmetros tempo-variantes. Este modelo foi estimado por meio do Filtro de Kalman, na sua representação espaço de estado do modelo. As variáveis, estatisticamente significativas na explicação da dinâmica do PLD, foram a geração térmica e a energia armazenada. Pode-se verificar também que, uma vez controlada a heteroscedasticidade condicional, o impacto da geração térmica sobre o PLD muda significativamente ao longo do tempo, enquanto que o efeito da energia armazenada é constante.

Este artigo está dividido em cinco seções, incluindo esta breve introdução. Na seção seguinte é apresentada uma revisão da literatura sobre a importância dos preços de curto prazo da energia e sobre a modelagem econométrica desses preços no Brasil e no mundo. Na seção 3 são detalhados os procedimentos utilizados na análise empírica do PLD: obtenção, seleção e tratamento da base de dados, além do detalhamento metodológico e econométrico relacionado ao modelo utilizado. Na seção 4 os resultados empíricos são discutidos e, por fim, algumas considerações finais são apresentadas na última seção.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A literatura econômica nacional a respeito do preço de curto prazo de energia elétrica é surpreendentemente escassa. Reportam-se abaixo os principais trabalhos identificados que se propuseram a analisar o preço de curto prazo para o Brasil.

Masili *et al.* (2003) realizaram uma análise avaliando mecanismos de leilão e a formação de preços no Brasil. Num breve análise descritiva foram apresentadas as principais características do mercado de energia do Reino Unido, Califórnia, European Energy Exchange (EEX), Nord Pool, Austrália, Espanha e o mercado de energia de curto prazo do Brasil. Foram apresentadas as características comuns no cenário internacional quanto a utilização de leilão e apresentado os determinantes dos preços para fechamento uniforme e discriminatório.

O trabalho concluiu que o preço de fechamento discriminatório pode restringir manipulação e reduzir o preço da energia negociada.

Simões e Gomes (2011) analisaram a melhor forma de sazonalizar a energia assegurada, considerando restrições de valor em risco. Foi proposto um modelo de análise considerando a otimização da medida ômega. De acordo com os autores, essa metodologia permite incorporar todos os momentos de uma distribuição de probabilidade, auxiliando na tomada de decisão. Para realização dessa análise foram utilizadas simulações do preço de curto prazo (PLD). Foi concluído que considerar restrição de valor em risco, altera substancialmente a tomada de decisão quanto a sazonalização das usinas, tornando a melhor decisão próxima de uma alocação uniforme. Por outro lado, os resultados com ausência de restrição são consideravelmente diferentes de uma alocação de energia uniforme.

Lazo *et al.* (2012) analisaram a contratação de energia elétrica de curto prazo a partir de um modelo de otimização baseado em algoritmo genética e otimização robusta. Os resultados foram comparados com simulações intuitivas e foi demonstrado que, mesmo considerando incerteza nos cenários de carga de energia, o modelo proposto contribui para proteger as distribuidoras de oscilações no preço de curto prazo. Dessa forma, os autores demonstraram que o uso do modelo proposto contribuiu de forma significativa.

Leite *et al.* (2013) analisaram a dinâmica do preço de curto prazo (PLD) considerando o período entre janeiro de 2004 a maio de 2008. Os autores ressaltaram que o PLD, apresentou considerável volatilidade, o que culmina em extrema dificuldade de previsão, o que gera incerteza aos agentes do setor com aumento nos riscos econômicos e financeiros. Considerando as características do cálculo, foi exposto que o PLD não apresenta uma variável consistente para realização de investimentos futuros e para tomada de decisão quanto a comercialização de energia de longo prazo.

Castro *et al.* (2014) avaliaram a formação do preço de energia elétrica abordando modelos internacionais e o brasileiro. O texto buscou demonstrar que a forma atual de definição do PLD não propicia corretas informações econômicas para subsidiar a tomada de decisão dos agentes. Além disso, foi realizada uma ampla análise dos mercados de alguns países selecionados da União Europeia.

Filho e Affoson (2014) analisaram o mercado de energia de curto prazo para o Brasil e propuseram um método de seleção de variáveis explicativas, utilizando técnicas ARIMA e com redes neurais artificiais, para melhorar a previsão do preço da energia de curto prazo, e encontraram que o método proposto melhora significativamente a precisão da previsão.

Por outro lado, a literatura econômica internacional tem abordado o preço de curto prazo de energia praticamente em três grupos:

modelos de previsão; técnicas de reversão à média e modelagem na presença de picos e sazonalidade; e, por último, estudos da relação entre preços à vista e preços futuros de energia elétrica.

Os modelos de previsão de energia de curto prazo, adotados na literatura, se concentram praticamente na aplicação da metodologia de modelagem de volatilidade, utilizando modelos GARCH e seleção de variáveis.

Cifter (2013) analisou o comportamento dos preços de energia no mercado NORDIC<sup>1</sup> de energia elétrica utilizando o modelo GARCH *Markov* (MS-GARCH). Os resultados empíricos mostraram que o modelo MS-GARCH permite previsões mais precisas do que os modelos GARCH padrão.

Liu e Shi (2013) utilizaram dez estruturas diferentes de variações do modelo GARCH para prever o preço de energia de curto prazo. Os resultados encontrados mostraram que os modelos ARMA-GARCH-M são eficazes, enquanto os modelos ARMA-SGARCH-M são simples e robustos, já o modelo ARMA-GJRGARCH-M apresentou uma previsão muito competitiva, na opinião dos autores.

Encontra-se num segundo grupo, presente na literatura internacional de análise de energia de curto prazo, o estudo de modelos empregando técnicas de reversão à média e modelagem na presença de picos e sazonalidade. Dentre estes trabalhos destaca-se o trabalho desenvolvido por Keles *et al.* (2012) em que foi realizada uma comparação entre diferentes abordagens, visando modelar o preço de energia de curto prazo para o mercado Europeu.

Para modelar componentes estocásticos, das séries temporais de preço de energia elétrica, foram utilizados modelos de reversão à média, modelos ARMA, GARCH e abordagem de troca de regime. Os resultados indicaram que os modelos de reversão à média e os modelos ARMA apresentaram melhores ganhos em relação aos demais modelos testados. Além disso, os modelos de troca de regime contribuíram de forma significativa para melhorar os ajustes dos preços de energia para o mercado analisado.

Janczura *et al.* (2013) analisaram os efeitos de diferentes tratamentos nas séries de preço de energia elétrica de curto prazo visando melhorar os modelos de estimação. Foram propostas técnicas de identificação e correção de *outliers* nos preços de energia e propostas técnicas de dessazonalização das séries. Foram analisadas séries de preço de energia para o mercado de energia europeu e para o mercado australiano. Os resultados mostraram que realizar correções e filtrar as séries resultam em estimações mais robustas para os dados analisados.

---

<sup>1</sup> *Nordic electricity market* é um mercado de eletricidade comum nos países Nórdicos.

Por fim, no terceiro grupo, o tema abordado na literatura internacional refere-se à relação entre o preço de energia elétrica entre o mercado à vista e o mercado futuro.

Nomikos e Andriosopoulos (2012) utilizaram modelos GARCH e EGARCH para analisar o comportamento de preços futuros de energia elétrica de curto prazo em oito mercados negociados na NYMEX<sup>1</sup>. Foram considerados dois tipos de modelos, um de reversão à média e outro com reversão à média na presença de *outliers*. Os resultados indicaram que a inclusão de tratamento para os *outliers*, em combinação com diferentes velocidades de reversão à média, aumentaram de forma significativa os ajustes em todos os mercados analisados. Além disso, a adição da especificação EGARCH melhora significativamente os ajustes nos mercados analisados.

Nowotarski *et al.* (2013) realizaram estimação e previsão do preço de energia elétrica de curto prazo para seis dos maiores mercados de energia do mundo. Foram considerados 300 modelos, incluindo *dummies* mensais e modelos baseados em Fourier e decomposição ondaletas combinados com cadeia linear ou de decaimento exponencial. Os modelos foram diferenciados entre a duração da janela de calibragem e o número de períodos das funções. Os resultados indicaram que os modelos baseados em ondaletas são significativamente melhores em termos de previsão.

Weron *et al.* (2014) estudaram séries de preço de energia elétrica do mercado *Nord Pool*<sup>2</sup> no período de 1998 a 2010. Foi utilizado um modelo de regressão com resíduos GARCH para analisar a relação entre o preço à vista e futuro de energia elétrica. Os resultados indicaram que o nível de água dos reservatórios apresenta um impacto positivo no preço de energia. Além disso, levar em consideração a sazonalidade do nível da água, ajuda a explicar o comportamento dos preços analisados.

Embora a estimação do preço de curto prazo de energia tenha sido amplamente explorada na literatura nacional e internacional, não foram identificados estudos abordando o ajuste do PLD, considerando a estimação de parâmetros variando no tempo.

Foram encontrados trabalhos que consideram apenas os elementos mensuráveis e não permitem aos parâmetros variação ao longo da amostra. Neste sentido, busca-se neste trabalho preencher esta lacuna, verificando os ganhos trazidos nas estimações do PLD, quando se permite que os parâmetros variem no tempo, ao longo da amostra.

1 NYMEX ou *New York Mercantile Exchange* é o maior mercado mundial não-virtual que negocia futuros de commodities, localizada em Nova Iorque.

2 *Nord Pool Spot* (NPS), localizada em Oslo, é a maior e mais importante bolsa de energia elétrica do mundo.

### 3. MODELO CONSIDERADO

Neste trabalho foi considerada uma regressão, com forma funcional linear, com o objetivo de estimar o preço de energia de curto prazo para o submercado Sudeste/Centro-Oeste do SIN.

Nesta regressão, busca-se estimar o valor esperado da variação do preço de energia elétrica de curto prazo. Como variáveis explicativas para a variação do PLD, foram utilizadas duas das principais variáveis consideradas pela CCEE no cálculo do preço de energia de curto prazo: a variação do volume de geração térmica convencional e a variação do volume de energia armazenada.

Desta forma, a variação do PLD foi estimada conforme a seguinte equação:

$$r\_PLD_t = \alpha_{0,t} + \alpha_{1,t}r\_GT_t + \alpha_{2,t}r\_EA\_S_t + \varepsilon_t, \quad (1)$$

Em que:

$r\_PLD_t$  = Variação do preço médio de liquidação de diferenças no período t para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste;

$\alpha_{0,t}$  = É o termo de intercepto da regressão;

$r\_GT_t$  = Variação da geração térmica no período t para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste;

$r\_EA\_S_t$  = Variação do nível de energia armazenada no período t para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste;

$\alpha_{1,t}$  e  $\alpha_{2,t}$  = Variação do nível de energia armazenada no período t para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste;

$\varepsilon_t$  = Termo de erro assumido ser independente e identicamente distribuído - iid.

Trabalhos empíricos da área buscaram estimar o preço do PLD sendo explicado pelas seguintes variáveis: energia armazenada, energia natural afluyente, geração térmica de energia, geração hidráulica e demanda. Foram realizados testes para combinações dessas variáveis e verificou-se que a geração térmica e a energia armazenada apresentaram o melhor ajuste para os dados, considerando a forma funcional e o modelo proposto.

Espera-se, com a formulação da equação 1 acima, que a relação entre a variação do preço (spot) de energia elétrica seja diretamente proporcional com a variação do volume de geração térmica convencional e, inversamente proporcional, quando explicada pela variação do volume de energia armazenada.

$$r_{PLD}_t = f(r_{GT}_t, r_{EA}_s)_t \quad (2)$$

Embora tenha-se, inicialmente, considerado erros iid em estudos da literatura especializada na área de energia elétrica, tem-se observado séries de preço com erros heterocedásticos, o que foi confirmado neste estudo. Desta forma, para corrigir este problema uma alternativa é a utilização de parâmetros variando no tempo com distúrbios GARCH.

Os modelos GARCH são utilizados para a estimação da volatilidade de séries de retorno de ativos financeiros, sendo os mais utilizados na literatura, os modelos auto-regressivos com heterocedasticidade (ARCH), propostos por Engle (1982).

Posteriormente, os modelos propostos por Engle foram estendidos para os modelos ARCH Generalizados (GARCH), propostos por Bollerslev (1986). Estes modelos caracterizam uma dependência não-linear entre os retornos, função da dependência serial da variância condicional.

No modelo GARCH, a variância condicional não depende só dos erros passados  $l$ , mas também das  $k$  variâncias passadas. Da seguinte forma:

$$v_t = \zeta_0 + \sum_{i=1}^k \zeta_i v_{t-i} + \sum_{i=1}^l \eta_i \varepsilon_{t-i}^2 \quad (3)$$

Desta forma, visando corrigir o problema de heterocedasticidade dos resíduos, este trabalho utilizou a forma proposta por Kim & Nelson (1999), assumindo que os erros são modelados da seguinte maneira:

$$\varepsilon_t \sim N(0, v_t), \text{ e } v_t = \theta_0 + \theta_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \theta_2 v_{t-1} \quad (4)$$

Além disso, para captar mudanças na relação entre o preço da energia de curto prazo e as variáveis explicativas, considera-se que os parâmetros da função são variantes no tempo e assumem uma dinâmica de passeio aleatório.

### 3.1 Filtro de Kalman

Foi utilizado o filtro de Kalman como algoritmo recursivo para construir a função de verossimilhança e obter estimativas dos parâmetros  $\alpha_{i,t}$  variantes no tempo e condicional ao conjunto de informações e parâmetros conhecidos.

Conforme exemplos de Durbin & Koopman (2002) e Kim & Nelson (1999) será demonstrado abaixo como o processo funciona. Então (1) pode ser reescrita considerando a seguinte forma geral:

$$y_t = \alpha_t X_t + \varepsilon_t, \quad (5)$$

Em que:  $X_t = [1, X_1, X_2]$  são as variáveis explicativas geração térmica e energia armazenada, consideradas no período de tempo  $t$ , e  $\alpha_t = [\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2]$ , são os pesos das variáveis explicativas variantes ao longo do tempo. Por suposição, considera-se que o vetor de parâmetros de (1) segue um passeio aleatório, desta forma, temos que:

$$\alpha_t = \alpha_{t-1} + \omega_t, \quad (6)$$

onde  $\omega_{i,t} \sim \text{iid } N(0, W_\omega)$ .

Temos que (1) e (6) são conhecidas como um modelo em Espaço de Estados e, para estimação de seus parâmetros, pode ser utilizado o método de máxima verossimilhança.

Para isso, considere que  $\alpha_{t|t-1}$  é a esperança condicional dos parâmetros variantes no tempo e  $P_{t|t-1}$  a matriz de erro quadrático desta esperança. Então, quando uma nova observação  $y_t$  é disponibilizada, para dados valores de  $\alpha_{t|t-1}$  e  $P_{t|t-1}$ , o erro de previsão pode ser calculado como  $v_t = y_t - \alpha_{t|t-1} X_t$ . Significando que após observar  $y_t$  é possível realizar uma inferência mais acurada a respeito dos dados:

$$\alpha_{t|t} = \alpha_{t|t-1} + P_{t|t} X_t' v_t \quad (7)$$

$$P_{t|t} = P_{t|t-1} - P_{t|t-1} X_t' \Delta_t^{-1} X_t P_{t|t-1} \quad (8)$$

Em que  $\Delta_t = X_t' P_{t|t-1} X_t + \sigma^2$  é a matriz de covariância do erro de previsão  $v_t$ . Assim, utilizando  $\alpha_{t|t}$  e (5) é possível realizar a previsão de  $\alpha_{t+1|t}$ .

$$\alpha_{t+1|t} = \alpha_{t|t} \quad (9)$$

$$P_{t+1|t} = P_{t|t} + W_\omega \quad (10)$$

Desta forma, realizando estes cálculos de maneira recursiva para  $t=1, \dots, T$ , tem-se a estimação dos parâmetros variando no tempo. Inicialmente, utilizou-se o filtro de Kalman com a formulação exata proposta por Koopman (1997) em razão da não estacionaridade da equação de transição dos estados em (6).

O vetor de parâmetros  $\psi$ , coleta os parâmetros desconhecidos na matriz de covariância  $W_\omega$ , juntamente com  $\sigma^2$  e qualquer outro parâmetro fixo no tempo. Para estimar  $\psi$ , utiliza-se a maximização numérica do log da função de verossimilhança, construída por meio da decomposição do erro de previsão, que é dada por:

$$\ell(\psi) = -\frac{T}{2} \log(2\pi) - \frac{1}{2} \sum_{t=1}^T \log|\Delta_t| - \frac{1}{2} \sum_{t=1}^T v_t' \Delta_t^{-1} v_t \quad (11)$$

### 3.2 Descrição dos dados

Os dados históricos utilizados neste trabalho são referentes à operação do SIN, disponibilizados pelos agentes responsáveis pela operação do Setor Elétrico Brasileiro, ONS e CCEE. Conforme descrito anteriormente, o preço de curto prazo da energia elétrica no Brasil

depende de dados operacionais do SIN para realização da estimação do preço de curto prazo.

O mercado de energia brasileiro possui diversas variáveis que podem ser consideradas como potenciais para explicação do PLD, tais como: carga de energia, carga de demanda, geração hidráulica, geração térmica, energia armazenada e energia natural afluyente. Dentre essas variáveis, este trabalho selecionou as mais importantes para a formação do PLD, levando em consideração a relevância do sistema hidrotérmico brasileiro e buscando o melhor ajuste de acordo com a metodologia descrita na sessão anterior.

Dessa forma, foram consideradas como variáveis relevantes para explicação do PLD, o volume de geração térmica convencional e o volume de energia armazenada, conforme definição do agente responsável pela divulgação dos dados históricos (CCEE). A frequência em que estas séries são medidas e disponibilizados pela CCEE<sup>1</sup> e ONS é mensal.

Foram analisadas 160 observações entre julho de 2001 a outubro de 2014. A amostra analisada começa em julho de 2001, pois a partir desta data, existiu no mercado de energia de curto prazo, um progressivo desenvolvimento no cálculo do PLD até seu estabelecimento atual.

As séries descritas acima são disponibilizadas para cada um dos subsistemas que compõem o SIN (Sudeste/Centro-Oeste; sul; nordeste e norte). Entretanto, neste trabalho o foco da análise se concentrou no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, tendo em vista a sua representatividade na capacidade máxima instalada, responsável por 70% da geração de energia elétrica no Brasil segundo o ONS, conforme Tabela 1, que mostra a capacidade máxima instala por região.

Tabela 1 - Capacidade Máxima Instalada por Região

Região	MW/mês	%
Sudeste/Centro-Oeste	202.246	70%
Sul	19.873	7%
Nordeste	51.859	18%
Norte	14.812	5%
Total	288.790	100%

Desta forma, ao ser estudada a formação de preços do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, realiza-se uma análise com boa representação do mercado de energia elétrica de curto prazo para o país.

<sup>1</sup> A CCEE também divulga os preços do PLD semanalmente.

Além disso, existe uma forte correlação histórica dos preços de energia de curto prazo entre os subsistemas, corroborando a significância deste subsistema na representatividade do mercado de curto prazo nacional.

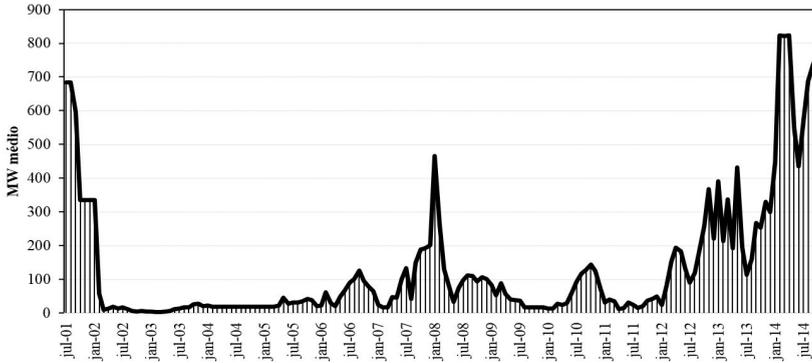


Figura 1 - Série histórica do PLD para o subsistema SE/CO - jul/01 a out/14

A Figura 1 reporta a série histórica do PLD para o subsistema SE/CO - jul/01 a out/14. No período analisado, observam-se oscilações no preço do PLD. Destaca-se o alto valor em janeiro de 2008, ocorrido devido ao atraso no início do período úmido no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

Além disso, ocorreu uma elevação no preço a partir do final de 2013, que é decorrente da crise hídrica que tem afetado os reservatórios do país, diminuindo a capacidade de geração hidráulica e aumentando o volume de geração térmica.

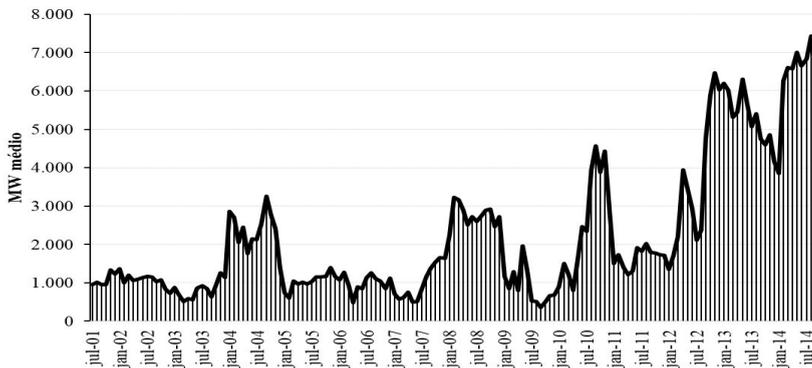


Figura 2 - Geração térmica para o subsistema SE/CO - MW médio - jul/01 a out/14

Na Figura 2, encontra-se a série de geração térmica<sup>1</sup> convencional de energia elétrica para o mesmo período, também sendo observadas constantes oscilações em toda a amostra analisada. Assim como no preço do PLD, a geração térmica também foi impactada pela crise hídrica no final de 2013 em diante, período em que foram registrados seus maiores volumes de geração de energia elétrica em toda a amostra analisada.

Com a diminuição da capacidade dos reservatórios, o custo de oportunidade da água é elevado e o Operador Nacional do Sistema aciona a geração térmica, buscando minimizar os custos para o sistema elétrico como um todo.

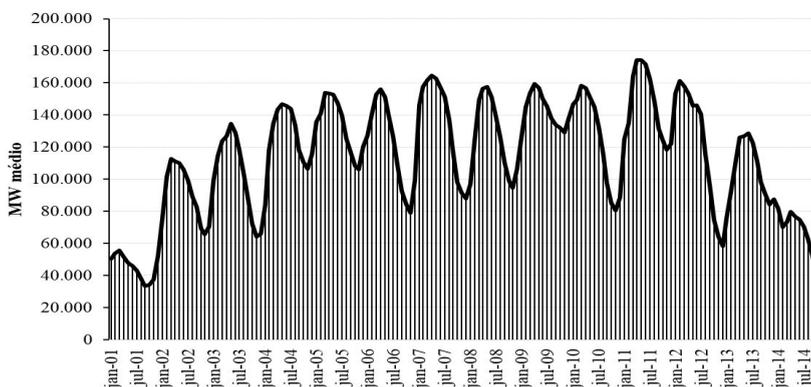


Figura 3 - Energia armazenada para o subsistema SE/CO - MW médio – jul/01 a out/14

Na Figura 3 é apresentada a evolução da série de energia armazenada para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste para o período de julho de 2001 até outubro de 2014. A importância deste dado é a possibilidade de analisar a capacidade de geração em um determinado subsistema analisando o nível dos reservatórios.

Analisando o gráfico de energia armazenada observa-se a indicação de componentes sazonais. Esta sazonalidade deve-se ao impacto no nível dos reservatórios, decorrente do período chuvoso - úmido - e do período seco. No período seco, que compreende os meses de maio a novembro, os reservatórios vão diminuindo seu nível. Já no período úmido, que ocorre entre os meses de dezembro a abril, os níveis dos reservatórios são recompostos de maneira gradativa.

<sup>1</sup> Geração Térmica: Medido em megawatt médio (MW-médio), o conceito de Geração Térmica convencional se refere ao acionamento de centrais térmicas para suprir a demanda devido à queda no nível dos reservatórios.

Para realização da estimação do preço de energia de curto prazo proposto neste trabalho, foi realizado ajuste sazonal na série de energia armazenada, visando eliminar os efeitos da sazonalidade na explicação do PLD.

Ao longo do tempo, os métodos de ajustamento sazonal, também conhecidos como dessazonalização, têm fornecido relevante contribuição aos estudos das séries temporais. Destaca-se inicialmente o trabalho de Kuznets (1933), em que foi destacada a importância de se analisar a sazonalidade móvel, em suas pesquisas, para verificar a natureza da mudança na amplitude sazonal em 31 séries temporais da indústria. Posteriormente, em trabalho elaborado por Kaiser (1998), foram analisadas as situações em que o componente sazonal pode estar sujeito a alterações.

Existem diversas técnicas disponíveis para ajustamento, tais como: o método X-11, desenvolvido pelo *U.S. Bureau of the Census*; a versão X-11-ARIMA, desenvolvida pelo *Statistics Canada* e a versão X-12 ARIMA, disponibilizada pelo *U.S. Bureau of the Census*.

Para realização do ajuste sazonal neste trabalho foi utilizado o método X-12 ARIMA. Além de ser o método utilizado pelo IBGE, esse método de dessazonalização é adotado por países como Inglaterra, Estados Unidos, Austrália, Canadá, Japão, França, Itália, Holanda, Suécia e Suíça, sendo considerado o método mais utilizado no mundo pelos órgãos oficiais de estatística (I.M.F., 2008)<sup>1</sup>.

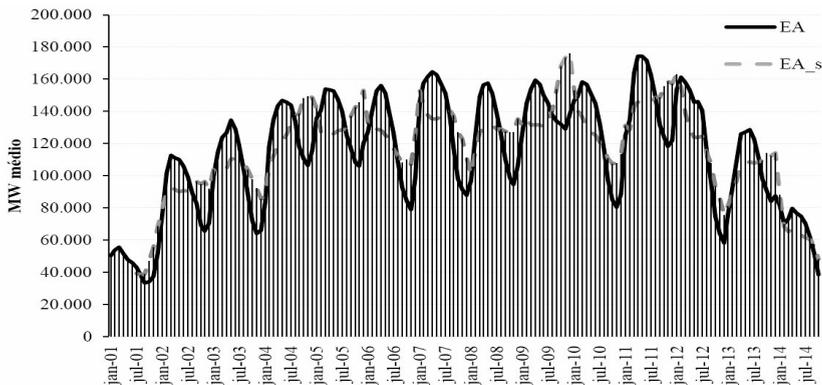


Figura 4 - Energia armazenada e ajuste sazonal - Subsistema SE/CO  
-MW Médio - Jul/01 a Out/14

Observa-se na Figura 4, a série de energia armazenada em nível e após a realização do ajuste sazonal dos dados.

<sup>1</sup> Informação da OCDE disponível < <http://www.oecd.org/std/na/1909562.pdf> > Acesso em: 19 de Outubro de 2014.

Seguindo a formulação proposta por Enders (1996), foram calculados os retornos para as séries de PLD, geração térmica e para a série dessazonalizada da energia armazenada – EA\_s, conforme definição abaixo:

$$r\_PLD_t = \ln\left(\frac{PLD_t}{PLD_{t-1}}\right); r\_GT_t = \ln\left(\frac{GT_t}{GT_{t-1}}\right); e r\_EA_s_t = \ln\left(\frac{EA_s_t}{EA_s_{t-1}}\right)$$

Na tabela a seguir, serão apresentadas as principais estatísticas descritivas para as três séries que foram analisadas em nível e sem ajuste sazonal, visando apresentar as características reais dos dados no período analisado.

Tabela 2 - Estatísticas descritivas das séries em nível

<b>Estatísticas Descritivas</b>	<b>PLD</b>	<b>GT</b>	<b>EA</b>
Média	133,6	2.248,2	116.483,3
Mediana	47,2	1.387,6	122.360,5
Máximo	822,8	7.432,6	174.172,0
Mínimo	4,0	364,9	33.196,0
Desvio Padrão	189,0	1.828,2	33.892,8
Número de observações	160	160	160

Entre julho de 2001 e outubro de 2014 o preço do PLD apresentou uma grande variação, registrando um valor mínimo de 4,00 R\$/MWh e um máximo de R\$ 822,83 R\$/MWh. A média do período foi de R\$133,00 sendo quase o triplo do valor da mediana para o mesmo período, o que é explicado pelos altos preços da energia no curto prazo, que estão sendo praticados no período mais recente.

A série de geração térmica também apresentou, na amostra analisada, uma grande amplitude entre seu valor mínimo e máximo, 364,9MW e 7.432,6MW respectivamente, e um valor médio superior ao mediano.

A série de energia armazenada apresentou, entre as séries analisadas na amostra, o valor médio mais próximo ao valor mediano, caracterizando uma série homogênea que, em média, evoluiu de maneira uniforme no período analisado. Esta série registrou um valor mínimo de armazenamento dos reservatórios de 33.196MW e um máximo de 174.172MW em momentos de maior nível de armazenamento.

### 3.3 Testes de raiz unitária

Após o tratamento das variáveis e antes da realização das estimações, foram realizados testes para verificar se as séries descritas anteriormente são estacionárias. Para verificação da ordem de integração das variáveis, foram utilizados os testes MADFGLS e o MPPGLS. A hipótese nula dos testes é que a série é não-estacionária ou possui raiz unitária.

Para aplicação dos testes foi utilizada a escolha ótima do número de defasagens (k), seguindo a indicação de Ng e Perron (2011), com a utilização do critério de informação Akaike Modificado (MAIC). O número máximo de defasagens considerando esta indicação foi obtido a partir do resultado da fórmula:

$$k_{\max} = \text{int} \left( 12 \left( \frac{T}{100} \right)^{\frac{1}{4}} \right) \quad (12)$$

Como componentes determinísticos, foram incluídos a constante (c) e uma tendência linear (t), visando verificar os casos em que esses componentes contribuem para obter significância estatística na análise das séries.

Tabela 3 - Testes para raiz unitária das séries temporais

Variável	MADF <sup>GLS</sup>		Lags	MPP <sup>GLS</sup>	
	c,t	c		c,t	c
r_PLD	-12,212***	-12,123***	13	-6,302***	-6,301***
r_GT	-12,763***	-12,738***	13	-6,304***	-6,304***
r_EA_s	-2,623	-7,055***	13	-1,935	-5,315***
<b>Valores Críticos</b>					
1%	-3,735	-2,605		-3,420	-2,580
5%	-3,161	-1,946		-2,910	-1,980
10%	-2,863	-1,613		-2,620	-1,620

c = constante, t = tendência.

(\*\*\*) Rejeita-se a hipótese nula ao nível de significância de 1%.

Verifica-se na Tabela 3 que, ao analisar a série de variação do PLD, rejeita-se a hipótese nula de raiz unitária em ambos os testes e com todos os determinantes determinísticos. A série de variação do volume da geração térmica também apresentou-se estacionária para todos os testes.

Contudo, ao analisar a série de variação da energia armazenada, foi possível rejeitar a hipótese nula de raiz unitária, em ambos os testes, somente quando considerada o termo da constante. Quando considerada a constante e tendência, não foi possível rejeitar a hipótese nula de raiz unitária para a série em ambos os testes considerados nesta análise. Indicando que a melhor representação para essa série, com relação à estacionaridade, e para a amostra analisada, é obtida ao se considerar somente o termo de tendência como componente determinístico.

#### 4. RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados os resultados da estimação do modelo definido por (1) e (6), que visa realizar o ajuste entre a variação do preço de energia de curto prazo –  $r\_PLD$ , explicada pelas variações da geração de energia térmica –  $r\_GT$  e da energia armazenada com ajuste sazonal –  $r\_EA\_s$ . Para verificar se multicolinearidade pode ser um problema na estimação do modelo de regressão, o número condição (*condition number*) proposto em Belsley, Kuh e Welsch (1980) foi usado. Esse número apenas informa sobre o grau de invertibilidade da matrix de variáveis explicativas. Ele é dado pela razão entre o maior e o menor autovalores dessa matriz. Os autores sugerem que um número maior que 20 pode ser preocupante. No modelo desenvolvido no presente trabalho, chegou-se ao valor de 4; neste caso, descartou-se a possibilidade da multicolinearidade afetar significativamente os resultados.

Além de realizar a estimação dos coeficientes de cada parâmetro, visando captar mudanças na relação entre o preço da energia de curto prazo e as variáveis explicativas, foram realizados ajustes considerando que os parâmetros são variantes no tempo e assumem uma dinâmica de passeio aleatório em ambos os períodos analisados. Os resultados encontrados podem ser visualizados na Tabela 4.

Tabela 4 - Variável dependente – r\_PLD – estimação com parâmetros variando no tempo

r_pld	Coefficiente	Desvio Padrão
Constante	0.0030	0.0035
r_gt	0.1204**	0.0610
r_ea_s	0.1755	0.1853
$\theta_0$	0.0041***	0.0016
$(\varepsilon_{t-1})^2$	0.4299***	0.1456
$V_{t-1}$	0.5584***	0.1495
<i>log-likelihood</i>		41.1983
Estatística-Q (6)	<i>p-value</i> = 0,5788	
Estatística-Q2 (6)	<i>p-value</i> = 0,8826	
Estatística - KS	<i>p-value</i> = 0,8917	
Nº Obs.	160	

(\*\*\*) Significante ao nível de 1%.

(\*\*) Significante ao nível de 5%.

A Tabela 4 reporta o resultado da estimação para a variação do preço de energia de curto prazo (PLD) no período avaliado. Os coeficientes reportados na Tabela 4 são referentes aos desvios-padrão da dinâmica temporal de cada parâmetro alpha (constante, r\_GT e r\_EA\_S), além dos parâmetros GARCH.

A estimação do coeficiente da dinâmica temporal da variação da geração térmica e dos parâmetros GARCH foram significativos. Parâmetros estimados dos desvio-padrão que não foram significativos implicam em alpha constante, ou seja, a relação entre a variável dependente e a explicativa não varia significativamente ao longo da amostra. Dessa forma, de acordo com os resultados apresentados anteriormente, tanto o coeficiente da constante quanto da energia armazenada não possuem variação significativa ao longo da amostra.

Os testes nos resíduos indicaram por meio do teste Ljung-Box ausência de autocorrelação nos resíduos e nos seus quadrados. Para verificar a normalidade dos erros foi realizado o teste de Kolmogorov-Smirnov que indicou que os resíduos são normalmente distribuídos. Os resultados em conjunto dos testes dos resíduos, ausência de autocorrelação e normalidade dos erros, sugerem que os resíduos são independentes e normalmente distribuídos.

A dinâmica entre as variáveis explicativas e a variável dependente, bem como a relação entre elas, serão reportadas e analisadas na sequência. Assim, será possível verificar o comportamento do sinal e a magnitude dos valores estimados para cada parâmetro e em cada

um dos modelos propostos.

Na Figura 5 encontra-se a comparação entre a variação do preço de energia da série original e a variação gerada a partir da regressão proposta e estimada por este estudo. Os valores plotados pontilhados foram ajustados pela regressão linear com parâmetros variando no tempo.

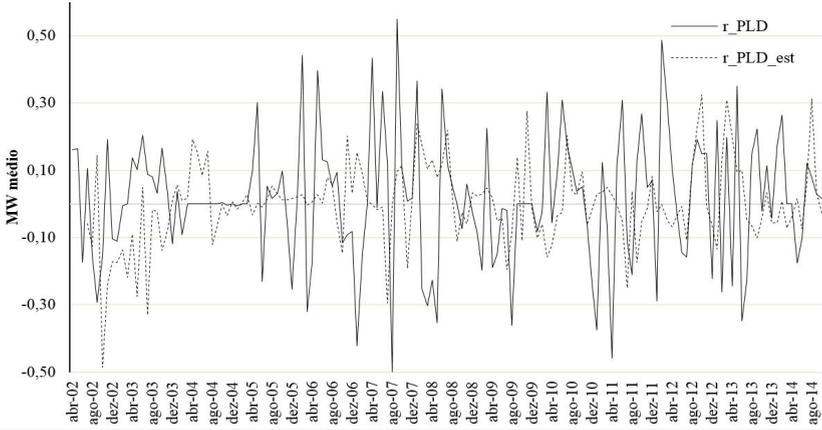


Figura 5 - Estimação do retorno do preço do (PLD)

O período entre 2001 e 2005 foi conturbado para o setor de energia elétrica, considerando a crise do apagão em 2001 e 2002, o que ocasionou uma direta intervenção governamental para realizar ajustes nos preços de energia. Em consequência dessa crise, houve uma redefinição no marco regulatório do setor elétrico com destaque a criação da CCEE, que passou a atuar de maneira atuante no mercado de curto prazo.

Foi realizada uma regressão linear simples, com erros GARCH (1,1), estimada por Mínimos Quadrados Ordinários (OLS), com o objetivo de realizar uma análise comparativa com as estimações, utilizando a metodologia de parâmetros variando no tempo. O resultado da regressão por OLS encontra-se em (13) e (14):

$$r\_PLD_t = -0,00 + 0,41r_{GT_t} - 2,20r_{EAs_t} \tag{13}$$

(0,02) (0,09) (0,03)

$$v_t^2 = 0,05 + 0,32\varepsilon_{t-1}^2 + 0,41v_{t-1}^2 \tag{14}$$

(0,02) (0,17) (0,19)

O resultado da estimação por OLS indica que o preço do PLD apresenta uma relação estatisticamente significativa às variáveis explicativas, sendo que a relação é direta com o nível de geração térmica, e inversa com o volume de energia armazenada com ajustes sazonais.

Os gráficos expostos nas figuras seguintes reportam o comportamento ao longo da amostra dos coeficientes estimados no modelo, com parâmetros variando no tempo, juntamente com uma reta representando a estimação dos coeficientes por OLS. Além disso, foram plotadas bandas de intervalo a 95% de confiança para os parâmetros variando no tempo.

Para realização da plotagem das séries, foram retiradas as primeiras observações que são utilizadas para realizar os ajustes iniciais do Filtro de Kalman na realização da dinâmica temporal de variação.

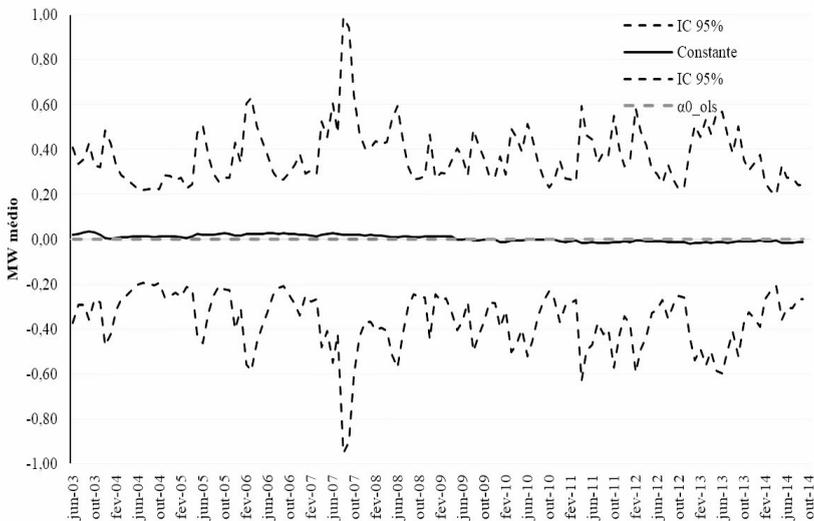


Figura 6 - Parâmetro variando no tempo do coeficiente intercepto e estimação por OLS

Conforme a Figura 6, é possível observar que no período analisado as estimativas para o coeficiente de intercepto mantiveram-se constantes, próximas de zero e sem mudanças significativas. Este resultado confirma a não-significância do coeficiente estimado, conforme Tabela 4, para o desvio-padrão do alpha para o intercepto, ou seja, a relação entre o PLD e o termo constante não varia significativamente ao longo da amostra analisada.

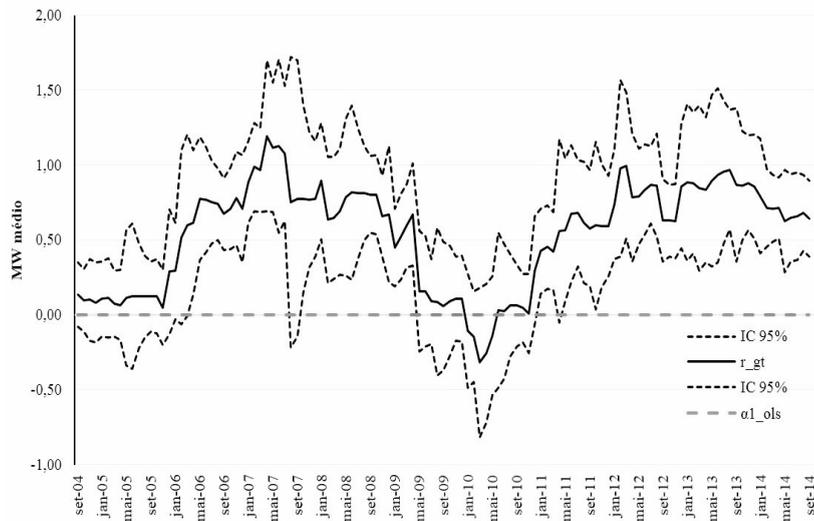


Figura 7 - Parâmetro variando no tempo do coeficiente geração térmica e estimação por OLS

Em relação ao coeficiente de suavização da geração térmica, os resultados revelam consideráveis alterações na magnitude do efeito desse parâmetro ao longo do período analisado.

Conforme reportado na Tabela 4, o coeficiente estimado para o desvio-padrão do alpha, para a geração térmica, foi estatisticamente significativo, ou seja, encontrou-se evidência que a relação entre a variação do preço do PLD e a geração térmica varia ao longo da amostra.

O resultado do coeficiente estimado para a geração de energia térmica –  $r_{GT}$ , apresentou sinal positivo e estatisticamente significativo, também confirmando o esperado, onde o preço da energia de curto prazo responde positivamente a aumentos na quantidade de energia gerada a partir de fontes térmicas.

Isto acontece considerando que a geração de energia elétrica a partir de fontes térmicas é consideravelmente mais cara do que por fontes hidráulicas. Um maior acionamento das usinas térmicas ocorre em casos de aumento da demanda por energia, por indicação da combinação ótima entre fontes hidráulicas ou térmicas pelo ONS e por crises hidrológicas, como tem ocorrido desde o final de 2013.

Espera-se uma relação positiva entre a quantidade de energia térmica gerada e o preço do PLD; essa relação foi encontrada no resultado apresentado no modelo analisado.

Observa-se que a magnitude do coeficiente de geração térmica oscilou de maneira considerável. Entre 2007 e 2010, houve uma redução na magnitude do impacto da variação da geração térmica na

variação do preço do PLD.

Contudo, a partir de 2010 essa magnitude passa por uma alternância de tendência de impacto, partindo a contribuir de forma crescente e positiva na explicação da variação do preço de energia. Em 2010 houve uma redução no nível dos reservatórios ao longo do período seco, o que foi observado pelos órgãos reguladores do setor que autorizaram um acionamento de usinas térmicas no período. Além disso, nesse período houve um crescimento da carga de energia no país.

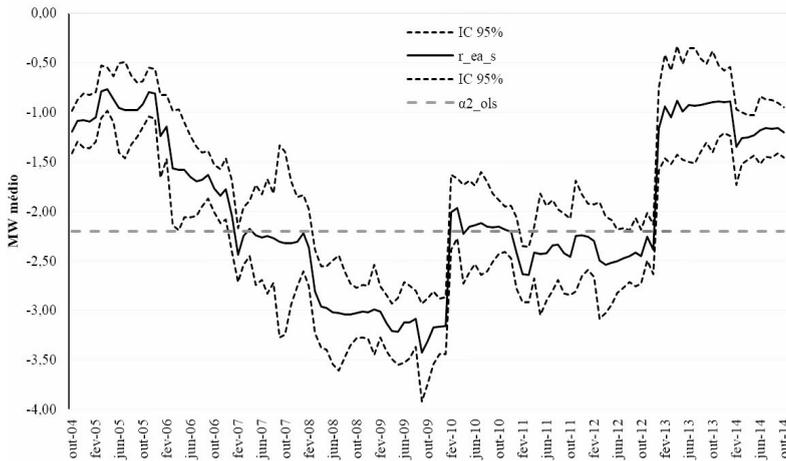


Figura 8 - Parâmetro variando no tempo do coeficiente de energia armazenada e estimação por OLS

O coeficiente da energia armazenada com ajustes sazonais, apesar de apresentar um gráfico com variação ao longo da amostra, obteve parâmetros estimados dos desvio-padrão não-significativos, implicando em alpha constante.

Este resultado não indica inexistência de relação significativa entre o  $r_{PLD}$  e  $r_{EA_s}$ ; apenas indica que não há alterações significativas na magnitude do coeficiente ao longo da amostra. O resultado da estimação do coeficiente por OLS foi plotado na Figura 8 como uma reta:  $\alpha_{ols} = -2,2$ . Ao comparar as estimações na figura, observa-se que o coeficiente estimado pelo método parâmetros variando no tempo, possuiu uma variação média na magnitude próxima ao valor do coeficiente constante estimado por OLS.

Dessa forma, o aumento no nível dos reservatórios, capturado pela variável energia armazenada, implica numa redução na variação do preço da energia de curto prazo. Este resultado confirma o espera-

do, uma vez que, quanto menor o nível hidráulico nos reservatórios maior o preço da energia de curto prazo.

Esta relação, conforme reportada na Figura 8, embora não estatisticamente significativa, apresentou correlação negativa com oscilações durante a amostra analisada.

Destaca-se a grande alteração na magnitude do coeficiente em janeiro de 2010 e janeiro de 2012; essas alterações na relação deveu-se, nos dois períodos, pelo início do período úmido com recuperação no nível dos reservatórios que estavam em níveis consideravelmente baixos.

O modelo de ajustamento proposto, com parâmetros variáveis, captou as alterações do impacto no preço de energia de curto prazo no preço (PLD) como consequência das reduções ocorridas no nível dos reservatórios.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho teve como objetivo estimar o preço de energia elétrica de curto prazo (PLD) para o mercado brasileiro. Utilizou-se modelo econométrico em Espaços de Estado com modelagem de volatilidade utilizando GARCH.

Foram consideradas duas variáveis explicativas que mantêm forte relação com o preço (*spot*) de energia elétrica: o volume de geração de energia térmica convencional e o nível de energia armazenada com ajuste sazonal. A frequência dos dados utilizados foi mensal no período de julho de 2001 a outubro de 2014. As informações são referentes ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste do Sistema Interligado Nacional.

Conforme esperado, o trabalho encontrou evidências de que o coeficiente estimado para a variável geração térmica varia ao longo da amostra analisada. Por outro lado, embora exista relação inversa e estatisticamente significativa entre o coeficiente da energia armazenada com ajustes sazonais e o preço *spot* de energia elétrica, não foram encontradas evidências indicando alterações na magnitude do coeficiente ao longo da amostra.

De forma geral, os resultados dos ajustamentos obtidos com os modelos, apresentaram as relações conforme esperado. Os resultados encontrados nessa análise contribuem para melhorar a estimação do preço de energia de curto prazo para o mercado brasileiro e podem ser utilizados pelas empresas que atuam no setor para melhorar o planejamento da comercialização de energia. A utilização do modelo em Espaço de Estados contribui para realizar mais precisas estimações do PLD, considerando a presença e implicações das variações dos parâmetros ao longo da amostra analisada.

As alterações de magnitude dos coeficientes, ao estimar a relação do preço da energia de curto prazo com importantes variáveis explicativas, conforme demonstrado neste trabalho, abre uma possibilidade de incorporação dessa metodologia pelos órgãos reguladores do setor de energia e pelas empresas do setor, possibilitando realizar um planejamento energético mais preciso e confiável.

Por fim, conclui-se que as variações dos coeficientes, capturadas a partir da estimação com parâmetros variando no tempo, se mostraram uma boa alternativa para modelar o preço de energia de curto prazo, refinando a relação entre o PLD e as variáveis explicativas.

O modelo foi capaz de captar alterações no decorrer da amostra, com destaque para a significativa alteração da magnitude do coeficiente do volume de geração de energia térmica. Além disso, foi possível demonstrar que as alterações nas séries, decorrentes dos impactos das crises hídricas nos preços da energia de curto prazo, influenciam na resposta do Preço de Liquidações de Diferenças (PLD).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BELSLEY, D. A.; KUH, E. e WELSCH, R. E. (1980). *Regression diagnostics : identifying influential data and sources of collinearity*. Wiley, New York.

BOLLERSLEV, T. (1986), Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity. *Journal of econometrics*, v. 31, n. 3, p. 307-327.

BRASIL. Decreto nº 5.177 de 12 de Agosto de (2004). Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; HUBNER, N. et al., (2014), *A Formação do preço da energia elétrica: Experiências internacionais e o modelo brasileiro*. GESEL-IE-UFRJ. Rio de Janeiro, novembro de 2014. (Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º 62).

CIFTER, A., (2013), Forecasting electricity price volatility with the Markov-switching GARCH model: Evidence from the Nordic electric power market. *Electric Power Systems Research*, v. 102, p. 61-67.

ENDERS, W., (2008), *Applied econometric time series*. John Wiley & Sons.

ENGLE, R.F., (1982), Autoregressive conditional heteroskedasticity with estimates of the variance of U.K. inflation. *Econometrica*, v. 50, p. 987-1008.

FILHO, J.; AFFOSON C., (2014), Seleção de variáveis explanatórias para previsão do preço de energia de curto-prazo do mercado brasileiro. SBSE.

JANCZURA, J.; TRUCK, S.; WERON, R.; e WOLFF, R. C., (2013), Identifying spikes and seasonal components in electricity (spot) price data: A guide to robust modeling. *Energy Economics*, v. 38, p. 96-110.

KAISER, R., (1998), Detection and estimation of structural changes and Outliers in unobserved components. *Statistics and Econometrics, Series 16*. Universidad Carlos III de Madrid.

KELES, D.; GENOESE, M.; MOST, D.; e FICHTNER, W., (2012), Comparison of extended mean-reversion and time series models for electricity spot price simulation considering negative prices. *Energy Economics*, v. 34, n. 4, p. 1012-1032.

KUZNETS, S., (1933), Seasonal variations in industry and trade. In: *Seasonal Variations in Industry and Trade*. NBER, p. 369-448.

LAZO, J. G. L.; LIMA, D. A.; FIGUEIREDO, K., (2012), Análise de um modelo inteligente de contratação de energia elétrica no curto prazo para distribuidoras. *Sba Controle & Automação, Campinas*, v. 23, n. 6, p. 711-725.

LEITE, A. L. S.; CASTRO, J. N.; TIMPONI, R. R., (2013), Causas da volatilidade do preço spot de eletricidade no Brasil. *Ensaio FEE, Porto Alegre*, v. 34, n. 2, p. 647-668.

LIU, H.; SHI, J., (2013), Applying ARMA–GARCH approaches to forecasting short-term electricity prices. *Energy Economics*, v. 37, p. 152-166.

MASILI, G. S.; SILVA, A. J.; LANZOTTI, C. R. et al., (2003), Mecanismo de leilão e a formação de preços da energia no Brasil. In *V Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission*, São Pedro, SP, Anais.

NG, S.; PERRON, P., (2001), Lag length selection and the construction of unit root tests with good size and power. *Econometrica*, v. 69, n. 6, p. 1519-1554.

NOMIKOS, N.; e ANDRIOSOPOULOS, K., (2012), Modelling energy spot prices: Empirical evidence from NYMEX. *Energy Economics*, v. 34, n. 4, p. 1153-1169.

NOWOTARSKI, J.; TOMCZYK, J.; e WERON, R., (2013), Robust estimation and forecasting of the long-term seasonal component of electricity spot prices. *Energy Economics*, v. 39, p. 13-27.

SIMÕES, M. D. P.; GOMES, L.G., (2011), Decisão de sazonalização de contratos de fornecimento de energia elétrica no Brasil através da otimização da medida ômega ( $\Omega$ ). *READ. Revista Eletrônica de Administração*. Porto Alegre, ed. 68, v. 17, n. 1, p. 181-203.

WERON, R.; e ZATOR, M., (2014), Revisiting the relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market. *Energy Economics* 44: p. 178-190.

