

CONTRASTE DE MODELOS ESTOCÁSTICOS PARA EL PRECIO DE LA ENERGÍA EN COLOMBIA

CONTRASTING STOCHASTIC MODELS FOR ELECTRICITY PRICE IN COLOMBIA

ESTEFANÍA URIBE GAVIRIA ^a, ALFREDO TRESPALACIOS CARRASQUILLA ^b

Recibido 30-03-14, aceptado 13-03-14, versión final 31-03-14.

Artículo Investigación

RESUMEN: Los agentes que participan en los mercados eléctricos se enfrentan a la incertidumbre del comportamiento futuro del mercado, dificultando la toma de decisiones para el corto, mediano y largo plazo. El precio spot de la energía determina la forma en que se realizarán los intercambios comerciales. En este trabajo se presentan varios modelos que capturan la dinámica del precio spot o precio de la energía en Colombia y la estimación de sus parámetros. Se representa la estacionalidad, reversión a la media y dependencia de largo plazo con variables fundamentales de este mercado. Se encontró que la ocurrencia del fenómeno de El Niño provoca alteraciones en el precio de la energía tanto en media como en varianza. Además el precio de la energía está determinado por la generación hidráulica del sistema, el nivel de los caudales y la demanda de energía.

PALABRAS CLAVE: Modelos estocásticos, reversión a la media, mercado eléctrico.

ABSTRACT: The agents who take part on the electrical markets face the uncertainty of the future behaviour of the market, impeding the decisions making for the short, medium and long term. The spot price of the energy determines the form in which the commercial exchanges are realized. We present several models that capture the dynamics of the energy spot price of Colombia and the estimation of its parameters. The seasonality reversion is represented to the average and dependence of long term by fundamental variables of this market. The occurrence of El Niño phenomenon generates alterations in the price of the energy both in its expected value and variance, as well as the hydraulic generation of the system, the level of the flows and the demand of energy.

KEYWORDS: Electricity market, mean reversion, stochastic models.

1. INTRODUCCIÓN

La reforma eléctrica implantada con las Leyes 142 y 143 de 1994 de Colombia, creó un mercado mayorista competitivo, con el fin de lograr la eficiencia en la prestación del servicio de electricidad y la

^aEscuela de Estadística. Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. esuribega@unal.edu.co

^bEmpresas Públicas de Medellín. Universidad EAFIT.

libre entrada a los agentes interesados en prestarlo. Este mercado se denomina Mercado de Energía Mayorista (MEM) y en él participan los agentes que desarrollan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los grandes consumidores de electricidad (Pérez Arriaga *et al.*, 1999). En 1995 se abrió camino a la libre competencia y la participación privada donde la competencia en la generación de energía contribuye a reflejar el precio real de la energía y a mostrar las variaciones que sufre ésta debido a diferentes factores tales como la ocurrencia del fenómeno El Niño, disponibilidad de agua, costos de generación, entre otros (Botero & Cano, 2008).

Un adecuado entendimiento de los factores que influyen en el precio de bolsa de energía, permitirá a los agentes que transan en este mercado, definir estrategias que maximicen sus ingresos y a la vez gestionen adecuadamente el riesgo de las variaciones de su flujo de caja mediante el uso de derivados financieros disponibles (Trespalcios & Rendón, 2012).

Anteriormente se han propuesto varios modelos estadísticos para el ajuste y pronóstico del precio spot tales como Botero & Cano (2008), quienes implementan una familia de procesos estocásticos basados en modelos ARMA Y ARIMA. Gil & Maya (2008) y Lucía & Schawartz (2002) presentan modelos que además de tener en cuenta el efecto de la ocurrencia del fenómeno El Niño también tendría en cuenta las variables explicativas: nivel de los caudales, demanda de energía y la generación de energía. Los modelos evaluados por Pilipovic (1998) y Geman & Roncoroni (2003) explican la estacionalidad, reversión a la media y saltos.

Para la modelación se analizó en primer lugar el comportamiento histórico del Precio de Bolsa de Energía de Colombia desde enero del año 2000 hasta diciembre del año 2013, para el análisis mensual se promedia el valor horario de cada mes, es decir, se toma los el precio de la energía hora a hora de cada mes y se calcula el promedio mensual del precio; además se analiza la estacionariedad, los saltos o picos que se presentan en el transcurso del tiempo y por cuáles factores se deben estas anomalías. Luego se proponen los modelos que se consideren adecuados partiendo de Lucía & Schawartz (2002), la estimación de sus respectivos parámetros y la predicción del Precio de Bolsa de Energía para el año 2014 de cada uno de los modelos.

Se encontró que el precio de la energía eléctrica en Colombia presenta patrones de estacionalidad y reversión a la media, como en los estudios anteriores. Se evidencia un cambio en la estructura de la varianza para el final del año 2013 que esté explicado por la reducción de los aportes hidrológicos en la zona occidental del país sin que se presentara un evento climático importante, esto profundizado posiblemente por la poca disponibilidad del gas natural para abastecer las plantas térmicas en épocas de escasez.

2. MODELOS PROPUESTOS

Los modelos propuestos son basados en el modelo utilizado en Pilipovic (1998) y Geman & Roncoroni (2003) para describir el comportamiento del precio de Bolsa de Energía en KWh de Colombia. El modelo base está compuesto por dos componentes: una componente determinística y una componente estocástica. La primera componente depende solo del tiempo y está representada por $f(t)$ y la segunda componente no es predecible, como lo proponen Lucía & Schawartz (2002)

$$P_t = f(t) + x_t. \quad (1)$$

Donde P_t representa el precio de bolsa de energía en KWh y x_t la componente estocástica.

2.1. Modelamiento componente determinística

Se propone el siguiente modelo para la componente determinística $f(t)$:

$$f(t) = c + \beta_0 t + \sum_{m=1}^{11} \beta_m D_m + \beta_{niño} D_{strongniño}. \quad (2)$$

Donde c es una constante, β_0 representa el aumento del nivel (en KWh) del precio conforme transcurre el tiempo, β_m representa el coeficiente de cada mes m y D_m es una variable categórica que toma el valor 1 si el mes es m y 0 en caso contrario. Además, se tiene en cuenta el efecto de la ocurrencia del fenómeno El Niño a partir de la variable categórica $D_{strongniño}$ representando la ocurrencia o no del fenómeno de El Niño, es decir, $D_{strongniño} = 1$ si en el periodo evaluado se presenta el fenómeno y $D_{strongniño} = 0$ en caso contrario. Adicionalmente, $\beta_{niño}$ es el valor (en KWh) en que se incrementa el valor esperado a largo plazo del precio de la energía. Además, cuando se presenten cambios en la varianza en ciertos periodos de tiempo se considerará un modelo de series multiplicativas, linealizándolo usando la transformación logarítmica Geman & Roncoroni (2003) es decir:

$$\ln(f(t)) = c + \beta_0 t + \sum_{m=1}^{11} \beta_m D_m + \beta_{niño} D_{strongniño}. \quad (3)$$

2.2. Modelamiento de la componente estocástica

La componente estocástica del precio de bolsa se explica como un proceso de reversión a la media con el fin de observar su comportamiento a corto plazo pero con el objetivo de tener una proyección de su comportamiento a futuro. Está compuesta ya sea por parámetros autoregresivos (AR(p)), medias móviles (MA(q)) o la combinación de ambas y por a_t que representa una variable aleatoria normal con media 0 y desviación estándar σ . Durante la investigación se encuentra que la varianza instantánea del promedio mensual del precio, se modifica ya sea por la ocurrencia del fenómeno de El Niño u otros factores tales como: disponibilidad de agua, costos de generación, entre otros; para ello se plantea una ecuación para estimar la varianza del parámetro a_t .

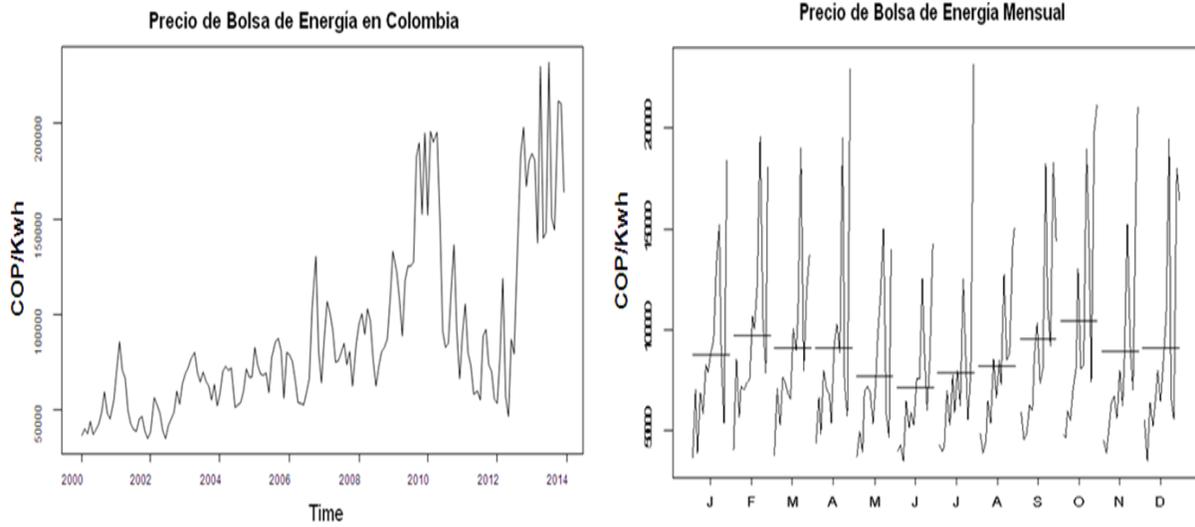


Figura 1: Serie y comportamiento mensual del precio de la energía

2.3. Modelos planteados

A continuación se muestra los modelos planteados tanto para la componente determinística como para la componente estocástica (ver Tablas 1-2).

Tabla 1: Modelos para la componente determinística, D_C, D_{Dem}, D_{Gen} denotan las variables indicadoras asociadas a presencia del Caudal, demanda y generación, respectivamente

modelos	$f(t)$
modelo 1	$c + \beta_0 t + \sum_{m=1}^{11} \beta_m \cdot D_m + \beta_{niño} \cdot D_{strongniño}$
modelo 2	$c + \beta_0 t + \sum_{m=1}^{11} \beta_m \cdot D_m + \beta_{niño} \cdot D_{strongniño}$
modelo 3	$c + \beta_0 t + \sum_{m=1}^{11} \beta_m \cdot D_m + \beta_{niño} \cdot D_{strongniño}$
modelo 4	$Exp[c + \beta_0 t + \sum_{m=1}^{11} \beta_m \cdot D_m + \beta_{niño} \cdot D_{strongniño}]$
modelo 5	$Exp[c + \beta_0 t + \sum_{m=1}^{11} \beta_m \cdot D_m + \beta_{niño} \cdot D_{strongniño}]$
modelo 6	$c + \beta_0 t + \sum_{m=1}^{11} \beta_m \cdot D_m + \beta_{niño} \cdot D_{strongniño} + \beta_C D_C + \beta_{Dem} D_{Dem} + \beta_{Gen} D_{Gen}$
modelo 7	$c + \beta_0 t + \sum_{m=1}^{11} \beta_m \cdot D_m + \beta_{niño} \cdot D_{strongniño} + \beta_C D_C + \beta_{Dem} D_{Dem} + \beta_{Gen} D_{Gen}$
modelo 8	$c + \beta_0 t + \sum_{m=1}^{11} \beta_m \cdot D_m + \beta_{niño} \cdot D_{strongniño} + \beta_C D_C + \beta_{Dem} D_{Dem} + \beta_{Gen} D_{Gen}$
modelo 9	$Exp[c + \beta_0 t + \sum_{m=1}^{11} \beta_m \cdot D_m + \beta_{niño} \cdot D_{strongniño} + \beta_C D_C + \beta_{Dem} D_{Dem} + \beta_{Gen} D_{Gen}]$
modelo 10	$Exp[c + \beta_0 t + \sum_{m=1}^{11} \beta_m \cdot D_m + \beta_{niño} \cdot D_{strongniño} + \beta_C D_C + \beta_{Dem} D_{Dem} + \beta_{Gen} D_{Gen}]$

Tabla 2: Modelos para la componente estocástica

modelos	x_t
modelo 1	$\varphi_1 x_{t-1} + a_t$
modelo 2	$\varphi_1 x_{t-1} + \theta_1 a_{t-1} + a_t$
modelo 3	$\varphi_1 x_{t-1} + \theta_1 a_{t-1} + \theta_2 a_{t-2} + a_t$
modelo 4	$Exp[\varphi_1 x_{t-1} + \theta_1 a_{t-1} + at]$
modelo 5	$Exp[\varphi_1 x_{t-1} + \theta_1 a_{t-1} + \theta_2 a_{t-2} + a_t]$
modelo 6	$\varphi_1 x_{t-1} + a_t$
modelo 7	$\varphi_1 x_{t-1} + \theta_1 a_{t-1} + a_t$
modelo 8	$\varphi_1 x_{t-1} + \theta_1 a_{t-1} + \theta_2 a_{t-2} + a_t$
modelo 9	$Exp[\varphi_1 x_{t-1} + at]$
modelo 10	$Exp[\varphi_1 x_{t-1} + \theta_1 a_{t-1} + \theta_2 a_{t-2} + a_t]$

Además, se muestra el modelamiento de a_t en términos de las variables fundamentales. Para su adecuada interpretación, se debe considerar que la varianza de a_t se calcula como la esperanza matemática de $(a_t)^2$, ver Tabla 3.

Tabla 3: Modelos para el $Ln(a_t^2)$, D_C, D_{Dem}, D_{Gen} denotan las variables indicadoras asociadas a presencia del caudal, demanda y generación, respectivamente

modelos	$Ln(a_t^2)$
modelo 1	$\delta_0 + \delta_{niño} D_{strongniño} + \varepsilon_t$
modelo 2	$\delta_0 + \delta_m D_{Dem} + \delta_C D_C + \varepsilon_t$
modelo 3	$\delta_0 + \delta_m D_{Dem} + \varepsilon_t$
modelo 4	$\delta_0 + \delta_m D_{Dem} + \varepsilon_t$
modelo 5	$\delta_0 + \delta_{Gen} D_{Gen} + \varepsilon_t$
modelo 6	$\delta_0 + \delta_m D_{Dem} + \varepsilon_t$
modelo 7	$\delta_0 + \delta_m D_{Dem} + \delta_C D_C + \varepsilon_t$
modelo 8	$\delta_0 + \delta_m D_{Dem} + \varepsilon_t$
modelo 9	$\delta_0 + \delta_m D_{Dem} + \varepsilon_t$
modelo 10	$\delta_0 + \delta_{niño} D_{strongniño} + \delta_{Gen} D_{Gen} + \delta_m D_{Dem} + \delta_C D_C + \varepsilon_t$

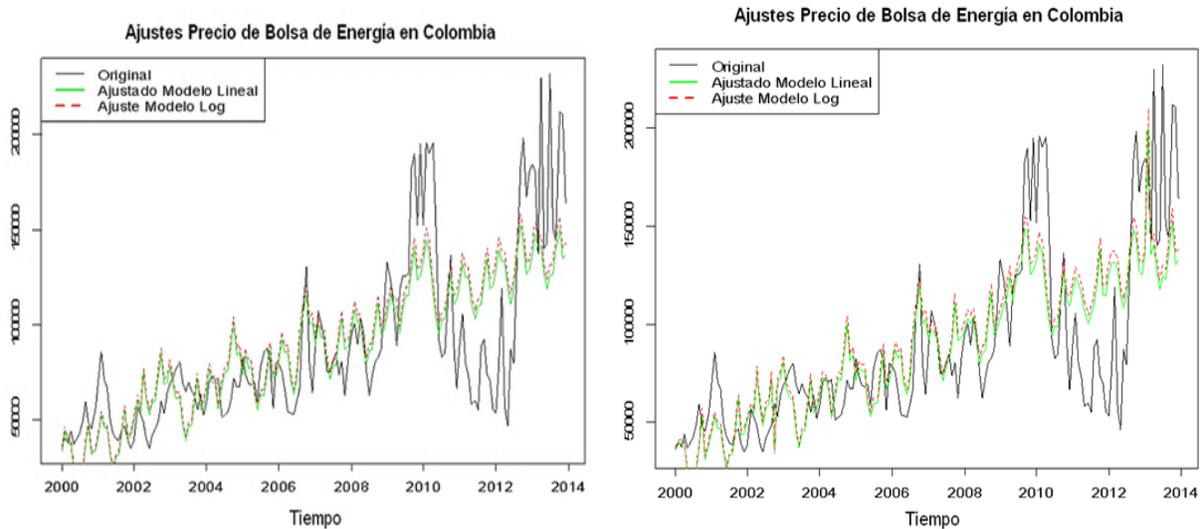


Figura 2: Ajustes modelo lineal y logarítmico del Precio de la Energía en Colombia

En la figura 2 se puede observar el ajuste de un modelo lineal y un modelo exponencial a la serie del precio de bolsa. Según las gráficas el ajuste es el adecuado y captura el comportamiento de los datos.

3. ESTIMACIÓN

Para la estimación de los parámetros de los modelos se consideró el precio de la energía en Colombia (\$/Kwh) desde el mes de enero del año 2000 hasta el mes de febrero del año 2014 de la base de datos del Portal BI de XM (Operador del mercado eléctrico colombiano). Dicha estimación se realizó mediante una regresión lineal modelando el precio con las variables categóricas correspondientes a los meses del año, el tiempo, la variable categórica de la ocurrencia del fenómeno del Niño, las variables fundamentales y la componente estocástica.

En las tablas 4 a 9 se presentan las estimaciones de los modelos propuestos, donde se aprecia que en todos los modelos la variable de El Niño no es significativa, solo la demanda resulta ser significativa; pero aún así no se descarta la variable el Niño debido a la importancia que ha tenido en la toma de decisiones en los intercambios comerciales y por recomendaciones de expertos en el tema.

Tabla 4: Estimación de parámetros de los modelos 1 y 2

	Modelo 1			Modelo 2		
	Estimación	To	Valor-p	Estimación	To	Valor-p
c	34617,98	2,38	0,02	35441,54	3,36	0,00
t	594,5	3,99	0,00	571,29	5,28	0,00
ϕ_1	0,82	17,53	0,00	0,81	16,82	0,00
θ_1	-	-	-	-0,27	-2,56	0,00
Enero	5806,47	1,21	0,23	6402,14	1,76	0,00
Febrero	15279,53	2,42	0,02	15971,82	3,36	0,00
Marzo	10208,26	1,43	0,16	10362,53	1,94	0,00
Abril	2151,15	0,28	0,78	3403,4	0,59	0,00
Mayo	-6988,06	-0,88	0,38	-5371,82	-0,90	0,00
Junio	-14046,56	-1,77	0,08	-13538,42	-2,31	0,00
Julio	-14247,02	-1,82	0,07	-13386,62	-2,32	0,00
Agosto	-5193,3	-0,69	0,49	-5307,09	-0,96	0,00
Septiembre	8483,05	1,22	0,23	8052,9	1,57	0,00
Octubre	12765,84	2,11	0,04	12702,04	2,85	0,00
Noviembre	-4821,5	-1,06	0,29	-4876,97	-1,45	0,00
Niño	2830,57	0,50	0,62	3448,63	0,61	0,54

Tabla 5: Estimación de parámetros de los modelos 3 y 4

	Modelo 3			Modelo 4		
	Estimación	To	Valor-p	Estimación	To	Valor-p
c	32116,05	5,51	0,00	10,640	77,02	0,00
t	599,7	9,49	0,00	0,010	4,92	0,00
ϕ_1	0,76	14,36	0,00	0,80	16,10	0,00
θ_1	-0,52	-4,27	0,00	-	-	-
θ_2	-0,48	-5,42	0,00	-	-	-
Enero	7744,31	4,09	0,00	0,100	1,92	0,06
Febrero	16325,17	6,63	0,00	0,220	3,24	0,00
Marzo	10412,29	3,99	0,00	0,160	2,08	0,04
Abril	4533,6	1,67	0,10	0,060	0,75	0,45
Mayo	-3067,48	-1,11	0,27	-0,060	-0,72	0,47
Junio	-12966,5	-5,52	0,00	-0,130	-1,59	0,11
Julio	-12044,61	-5,19	0,00	-0,120	-1,49	0,14
Agosto	-5964,92	-2,74	0,01	-0,010	-0,11	0,91
Septiembre	6930,12	3,42	0,00	0,120	1,68	0,10
Octubre	12507,76	7,06	0,00	0,150	2,31	0,02
Noviembre	-5872	-4,35	0,00	-0,030	-0,57	0,57
Niño	6508,57	1,18	0,24	0,010	0,24	0,81

Tabla 6: Estimación de parámetros del modelo 5

	Modelo 5		
	Estimación	To	Valor-p
c	10,63	181,20	0,00
t	0,01	10,81	0,00
ϕ_1	0,75	13,85	0,00
θ_1	-0,52	-4,72	0,00
θ_2	-0,48	-5,65	0,00
Enero	0,12	6,01	0,00
Febrero	0,22	8,63	0,00
Marzo	0,16	5,71	0,00
Abril	0,08	2,82	0,01
Mayo	-0,02	-0,56	0,57
Julio	-0,13	-5,44	0,00
Julio	-0,11	-4,46	0,00
Agosto	-0,03	-1,13	0,26
Septiembre	0,1	4,78	0,00
Octubre	0,15	7,92	0,00
Noviembre	-0,04	-2,97	0,00
Niño	0,06	1,08	0,28

Tabla 7: Estimación de los parámetros para los modelos 6 y 7

	Modelo 6			Modelo 7		
	Estimación	To	Valor-p	Estimación	To	Valor-p
c	-3512,07	-0,12	0,9064	-2895,912	-0,08	0,933
t	553,83	3,60	0,0004	641,5468	2,72	0,0072
ϕ_1	0,74	13,45	0	0,904006	18,96	0
θ_1	-	-	-	-0,390193	-3,94	0,0001
Enero	7324,65	1,12	0,2637	8683,157	1,32	0,1892
Febrero	13684,57	1,57	0,1179	17389,23	2,27	0,0245
Marzo	7811,21	0,83	0,4076	9940,301	1,28	0,2017
Abril	8322,18	0,81	0,4205	10910,96	1,31	0,1907
Mayo	-6792,98	-0,65	0,5186	-4378,985	-0,52	0,601
Junio	-12705,31	-1,19	0,235	-10824,28	-1,28	0,2014
Julio	-7008,33	-0,68	0,5007	-5482,329	-0,67	0,5055
Agosto	-5438,77	-0,55	0,5865	-4603,571	-0,58	0,5637
Septiembre	6624,14	0,70	0,4821	7612,235	0,99	0,3238
Octubre	15855,97	1,93	0,055	16562,31	2,32	0,0218
Noviembre	-896,65	-0,14	0,8854	-366,7698	-0,06	0,9538
Niño	5656,83	0,75	0,453	9675,649	1,40	0,1632
Caudal	-0,03	-0,51	0,6087	-0,03836	-0,69	0,4911
Demanda	0,23	1,59	0,1143	0,116998	0,75	0,4538
Generación	0,00	0,48	0,6323	0,004256	0,93	0,3545

Tabla 8: Estimación de los parámetros para los modelos 8 y 9

	Modelo 8			Modelo 9		
	Estimación	To	Valor-p	Estimación	To	Valor-p
c	-23695,46	-0,69	0,4937	10,448	38,29	0
t	575,9362	2,37	0,0192	0,006	4,15	0,0001
ϕ_1	0,914766	16,36	0	0,775	14,96	0
θ_1	-0,17951	-1,71	0,089	-	-	-
θ_2	-0,271092	-2,75	0,0066	-	-	-
Enero	7977,024	1,25	0,2143	0,107	1,88	0,0619
Febrero	13945,38	1,65	0,1016	0,202	2,64	0,0091
Marzo	8814,516	1,04	0,3011	0,133	1,60	0,112
Abril	9756,787	1,09	0,278	0,088	0,96	0,3374
Mayo	-5631,738	-0,63	0,5302	-0,066	-0,70	0,4829
Junio	-11493,18	-1,27	0,2043	-0,128	-1,35	0,1795
Julio	-6056,317	-0,69	0,4929	-0,087	-0,95	0,345
Agosto	-4904,695	-0,57	0,5697	-0,015	-0,17	0,8651
Septiembre	6990,5	0,83	0,4088	0,106	1,28	0,2043
Octubre	15981,07	1,99	0,048	0,154	2,14	0,0339
Noviembre	-789,4223	-0,13	0,897	-0,009	-0,16	0,87
Niño	6723,467	0,94	0,3476	0,020	0,29	0,7698
Caudal	-0,02505	-0,50	0,6155	0,000	-0,10	0,9173
Demanda	0,328768	2,37	0,019	0,000	1,00	0,3179
Generación	0,003558	0,73	0,4641	0,000	0,48	0,6316

4. EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

Para la selección de los mejores modelos se tuvo en cuenta las siguientes medidas del comportamiento de los pronósticos tales como: RSEM (Raíz cuadrada del error cuadrático medio), MAE (Error cuadrático medio), MAPE (Error absoluto porcentual promedio), THEIL (Coeficiente de Theil), BIA Pro(Proporción de sesgo), Var. Pro (Proporción de varianza), Cov. Pro(Proporción de covarianza). El objetivo de la evaluación de desempeño es detectar cual modelo es el más adecuado para pronosticar.

Sean: P_t el precio de la energía en el mes t y \hat{P}_t su pronóstico. Para los pronósticos generados por cada uno de los modelos, se define:

Raíz cuadrada del error cuadrático medio

$$RSEM = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{12} (P_t - \hat{P}_t)^2}{12}}, \quad (4)$$

Mientras más cercano de cero sea el valor de RSEM, mejor será el modelo para pronosticar. Si el

Tabla 9: Estimación de los parámetros para el modelo 10

	Modelo 10		
	Estimación	To	Valor-p
c	10,40039	35,61	0
t	0,006038	3,19	0,0017
ϕ_1	0,885411	14,46	0
θ_1	-0,098265	-0,91	0,3658
θ_2	-0,234866	-2,34	0,0208
Enero	0,1095	1,93	0,0561
Febrero	0,201719	2,63	0,0094
Marzo	0,139247	1,78	0,077
Abril	0,094755	1,14	0,2576
Mayo	-0,059449	-0,71	0,4788
Junio	-0,122632	-1,45	0,149
Julio	-0,082887	-1,00	0,3167
Agosto	-0,012844	-0,16	0,873
Septiembre	0,106468	1,37	0,1734
Octubre	0,154667	2,14	0,0343
Noviembre	-0,008945	-0,17	0,8688
Niño	0,026253	0,40	0,6898
Caudal	-1,69E-08	-0,04	0,9691
Demanda	1,81E-06	1,50	0,137
Generación	2,21E-08	0,49	0,6266

valor se aleja de cero, más se deteriora la capacidad de predicción del modelo.

Error absoluto medio

$$MAE = \frac{\sum_{t=1}^{12} |P_t - \hat{P}_t|}{2}. \quad (5)$$

A menor valor de MAE mejor será el modelo para pronosticar. Mientras más alejado de cero, más se deteriora la capacidad de predicción del modelo.

Error absoluto porcentual promedio

$$MAPE = \frac{100\%}{n} \frac{\sum_{t=1}^{12} |P_t - \hat{P}_t|}{2}. \quad (6)$$

A menor valor de MAPE mejor será el modelo para pronosticar. Mientras más alejado de cero, más se deteriora la capacidad de predicción del modelo.

Proporción de sesgo

$$BIA.Pro = \frac{(\bar{\hat{P}}_t - \bar{P}_t)^2}{\frac{\sum_{t=1}^{12} (P_t - \hat{P}_t)^2}{12}} \quad (7)$$

Esta medida indica que tan lejos está la media de los datos pronosticados de la media de los datos reales.

Proporción de varianza

$$Var.Pro = \frac{(s_{\hat{P}_t} - s_{P_t})^2}{\frac{\sum_{t=1}^{12} (P_t - \hat{P}_t)^2}{12}} \quad (8)$$

Esta medida indica que tan lejos está la desviación estándar de los datos pronosticados de la desviación estándar de los datos reales.

Proporción de covarianza

$$Cov.Pro = \frac{2(1-r)s_{\hat{P}_t}s_{P_t}}{\frac{\sum_{t=1}^{12} (P_t - \hat{P}_t)^2}{12}} \quad (9)$$

Esta medida indica el resto no sistemático en los errores de los pronósticos.

La suma de la proporción de sesgo, varianza y covarianza es uno, y para tener un buen pronóstico se espera que las proporciones de sesgo y de varianza sean pequeñas, dejando que la mayor parte del error se concentre en la proporción de covarianza.

Coefficiente de Theil

$$THEIL = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{12} (P_t - \hat{P}_t)^2}{12}}}{\sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{12} (\hat{P}_t)^2}{12}} + \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{12} (P_t)^2}{12}}} \quad (10)$$

Esta medida es escala-invariante y siempre cae entre cero y uno. A medida que se acerca a cero mejor es el modelo para pronosticar. A medida que se acerca a uno la capacidad predictiva del modelo disminuye.

Tabla 10: Medidas Evaluación de Desempeño

modelos	RMSE	MAE	MAPE	THEIL	BIA. Pro	VAR. Pro	COV. Pro
modelo 1	46006	33736	16,9	0,14	0,34	0,21	0,44
modelo 2	38283	29958	15,7	0,11	0,1	0,39	0,5
modelo 3	38083	29412	15,4	0,11	0,11	0,41	0,46
modelo 4	48950	39119	20,1	0,91	0,07	0,01	0,92
modelo 5	39921	31862	17,1	0,65	0	0,01	0,99
modelo 6	45946	35683	18,04	0,13	0,26	0,11	0,61
modelo 7	20277	41098	26,83	0,18	0,47	0,34	0,18
modelo 8	39531	32086	16,7	0,11	0,07	0,18	0,74
modelo 9	48509	41862	19,3	0,13	0,09	0,01	0,9
modelo 10	48615	42104	19,5	0,13	0,01	0,02	0,97

Según los resultados anteriores, los modelos cuyos valores en cada uno de los criterios son los más pequeños corresponden a los modelos 1, 2, 3 y 8. Con estos modelos se procede a realizar los pronósticos.

En la figura 3 se puede observar el ajuste de los modelos seleccionados, el modelo 1 es aquel que mejor se ajusta a la serie original comparado con los ajustes de los otros modelos, es decir, este modelo es el que puede ajustarse mejor al precio de la energía.

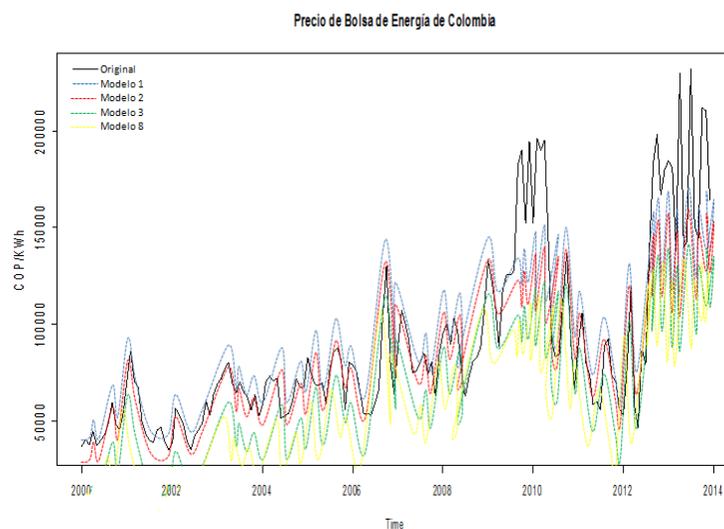


Figura 3: Ajustes de los modelos 1, 2, 3 y 8.

5. PRONÓSTICOS

Segun los modelos planteados se pronosticó el precio de la energía desde el mes de febrero de 2013 al mes febrero de 2014 con el objetivo de observar que tan similiar es el valor pronosticado con el valor real. Se seleccionaron cuatro modelos para pronosticar, estos modelos fueron seleccionados según su evaluación de desempeño.

Tabla 11: Pronósticos para los modelos seleccionados

Pronósticos	Valor Real	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 8
Feb-13	181	182	188	186	220
Mar-13	137	167	178	176	172
Abr-13	229	160	175	173	174
May-13	139	142	158	157	157
Jun-13	143	132	149	148	148
Jul-13	232	137	154	154	154
Ago-13	151	138	154	154	154
Sep-13	144	149	165	166	165
Oct-13	212	158	174	174	174
Nov-13	210	141	156	157	156
Dic-13	164	143	157	158	156
Ene-14	161	159	164	165	164
Feb-14	188	159	173	174	170

6. CONCLUSIONES

Se presentaron varios modelos para el precio de la energía en Colombia con sus respectivos parámetros y ecuaciones que fueron utilizadas para la realización de los pronósticos. Para ello se partió del modelo sugerido por Lucía y Schwartz (2002) donde se presentan modelos con componente estocástica de reversión a la media y componente determinística.

Además de tener en cuenta el efecto de la ocurrencia del fenómeno El Niño, también se tuvo en cuenta las variables explicativas: nivel de los caudales, demanda de energía y la generación de energía. Se aprecia que en modelos dependientes sólo de la ocurrencia del fenómeno El Niño, su varianza instantánea parece depender de las variables explicativas, corroborando así la importancia de ellas para ajustar modelos para el precio de la energía en Colombia.

Los resultados obtenidos de la evaluación de desempeño de los modelos propuestos, en este caso los modelos cuyo valor MAPE y Theil fuera de menor magnitud son los seleccionados. Los modelos que tienden a pronosticar y ajustarse de manera adecuada a los datos históricos del precio de la energía son los modelos 1, 2, 3; los cuales están compuestos por la variable El Niño y el modelo 8 compuesto por las variables fundamentales. Observando los pronósticos de los modelos seleccionados con el valor real desde febrero 2013 hasta febrero de 2014, los modelos 1 y 2 se acercan al precio real por lo tanto ambos modelos pueden ser implementados para el análisis a largo plazo del precio de la energía en Colombia.

Los modelos seleccionados por su adecuado ajuste y pronóstico, son modelos cuya variable El Niño resultó no ser significativa, además en el modelo 8 compuesto por las variables caudal, demanda y generación de energía, se observa que sólo la demanda es significativa. A pesar de la no significancia de El Niño aún se decide tener en cuenta esta variable debido a su gran influencia a la hora de explicar las alzas y bajas en el precio de bolsa de energía.

La componente estocástica del modelo 1 se explica con un proceso de reversión a la media. En estos procesos estocásticos se encuentra que la distorsión actual del precio de la energía depende de la distorsión del período anterior. En los demás modelos la componente estocástica es explicada mediante medias móviles, con el objetivo de suavizar la tendencia cambiante.

El respectivo análisis de varios modelos para el precio de la energía en Colombia se realizó para investigar si existe un modelo diferente al modelo convencional que se tiene para el precio de la energía en Colombia (modelo 1), es decir, un modelo que mediante un análisis estadístico pueda explicar mejor los saltos o picos en los precios.

Referencias

- Botero, S. & Cano, J. A. (2008), Análisis de series de tiempo para la predicción de los precios de la energía en la bolsa de Colombia. *Cuadernos de Economía*, 27(48), 173–208.
- Geman, H. & Roncoroni, A. (2003), A class of marketed point processes for modelling electricity prices. *ESSEC Working Paper*, 13–31.
- Gil, M; Maya, C. (2008), Modelación de la volatilidad de los precios de la energía en Colombia. *Revista de Ingenierías Universidad de Medellín*. 7(12), 87–114.
- Lucía, J. & Schawartz, E. S. (2002), Electricity Prices and Power Derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange, *Revista Revisión de los Derivados de Investigación*, 5(1), 5–50.

- Pérez Arriaga, J. I.; Solé, M.; Vázquez Martínez, C. & Meseguer Velasco, C. (1999), Formación de Precios en Generación y Diseño del Mercado Mayorista en el Sistema Eléctrico Colombiano. Estudio preparado para la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (Acolgen), Bogotá.
- Pilipovic, D. (1998), Energy Risk: valuing and managing energy derivatives. Eds. Mc Graw-Hill. New York. 95–121.
- Trespacios, A. & Rendón, J. F. (2012), Estrategia de cobertura a través de contratos a plazo en mercados eléctrico. *Revista Latinoamericana de Administración*, 50, 148–157.