

MPRA

Munich Personal RePEc Archive

Bolivian natural gas export prices: Modeling and forecast pooling

Ruben Aguilar and Daney Valdivia

Central Bank of Bolivia, Central Bank of Bolivia

10. October 2011

Online at <https://mpa.ub.uni-muenchen.de/35485/>

MPRA Paper No. 35485, posted 21. December 2011 07:43 UTC

PRECIOS DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL PARA BOLIVIA:

Modelación y pooling de pronósticos¹

Ruben Aguilar^Ω

Analista en Investigaciones Senior
Banco Central de Bolivia

Daney Valdivia^Ω

Analista en Investigaciones Senior
Banco Central de Bolivia

Resumen

A partir del boom de precios en materia de *commodities* como consecuencia de la última crisis acontecida en todas las economías del mundo, la proyección de éstos para economías pequeñas y en desarrollo se convierte en un factor importante dentro la estructura de sus balances.

En este contexto, se plantea la aplicación de un *pooling* de distintos métodos de proyección para los precios de los *fuels* que en forma aritmética determinan los precios del gas exportado según contrato. Las primeras tres proyecciones de estos *fuels* se elaboran en el entorno de un modelo de corto plazo que en su estructura dinámica se anida la relación de largo plazo entre el WTI y los *fuels*, la cuarta y una última proyección responde a modelos univariados según componentes. La trayectoria del petróleo marcador para las primeras tres proyecciones son determinadas también bajo tres enfoques: i) un modelo Garch, ii) precios futuros del WTI y iii) un modelo dinámico GARCH intervenido por las proyecciones de oferta mundial de crudo, además y solo con fines referenciales se realiza una proyección basada en un modelo ARIMA según componentes.

Los resultados del *pool* de proyecciones, permiten evaluar los precios del gas exportado ex post al observado. Concluyendo que este *pooling* reporta mejores propiedades estadísticas que las proyecciones individuales.

Clasificación JEL: **C1, Q43**

Palabras Clave: **Econometría y Métodos Estadísticos, Energía y Macroeconomía**

¹Los errores y las conclusiones del presente documento, son de exclusiva responsabilidad de los autores, no comprometiéndose de ninguna manera a las instituciones donde desenvuelven sus actividades laborales. Se agradece los comentarios realizados y sugerencias hechas por Oscar Claros. Se agradece la especial colaboración en el tratamiento de las bases de datos a Javier Flores.

^ΩContacto: raguilar@bcb.gob.bo; raceconomia@yahoo.es

^ΩContacto: dvaldivia@bcb.gob.bo; daneyvaldivia@yahoo.com

BOLIVIAN NATURAL GAS EXPORT PRICES:

Modeling and forecast *pooling*²

Ruben Aguilar^Ω
Senior Analyst
Central Bank of Bolivia

Daney Valdivia^Θ
Senior Analyst
Central Bank of Bolivia

Abstract

The boom of commodity prices was affected by the last economic crisis. The importance of these prices - forecasting – for small and developing countries becomes an important factor in the structure of their balance sheets.

In this context, we apply a pooling of different projections methods for fuel prices which are the determinants of natural gas export prices under each contract. The first three forecast methods of these fuels are developed in a short run model where in its dynamic structure is nested the long-term relationship between WTI and fuel prices and the fourth method is a univariate model by its components. The oil path price for the first three projections are also developed under three approaches: i) a GARCH model, ii) WTI future prices and iii) a dynamic GARCH model weighted by the forecast of global oil supply and only with reference purposes we made an ARIMA projection model by components.

The pool of projections permits us to evaluate gas export prices ex post. We conclude that the pooling of projections report best statistical properties.

JEL classification: **C1, Q43**

Key words: **econometrics and statistical methods, energy and macroeconomics.**

² All remaining errors and omissions are our own. The views expressed in this paper are those of the authors and do not represent those of the Central Bank of Bolivia or its board members. We thank insightful comments and suggestions of Oscar Claros and the collaboration of Javier Flores with treatment data bases.

^ΩContact: raguilar@bcb.gob.bo; raceconomia@yahoo.es

^ΘContact: dvaldivia@bcb.gob.bo; daneyvaldivia@yahoo.com

I. Introducción

La toma de decisiones por parte de los *Policy Makers* se basa en análisis profundos de las variables relevantes que intervienen en la aplicación de algún tipo de política. Por otro lado, en la provisión de esta información es muy común escuchar los términos “*Blue Chip Average Forecast*” o también “*Consensus Forecast*”.

Entonces cabe preguntarnos, ¿es bueno realizar un promedio de las proyecciones de los profesionales dedicados a este rubro?, ¿tendríamos que buscar algún método para la combinación de los mismos? O ¿por qué no generar proyecciones que traten de reflejar las características de las variables intervinientes y buscar una combinación con propiedades asintóticas deseables y que busquen proyectar la variable en cuestión?

Desde el reciente episodio de desaceleración mundial y desacoplamiento en el ritmo de crecimiento entre las economías desarrolladas y emergentes y en desarrollo, la importancia de los sectores productores de *commodities*, para el caso boliviano el Sector Hidrocarburos, cobra relevancia no sólo por su capacidad de generar mayores volúmenes³, sino también por los precios externos relevantes que determinan su comportamiento. Por ejemplo, la determinación exógena de precios, en el mercado interno por mecanismo de ajuste *ad hoc*, pero fundamentalmente en el mercado externo determinada por el accionar del comportamiento de los *animal spirits* de los agentes, elemento central al momento de considerar la formulación presupuestaria, posición deudora/acreedora en la Cuenta Corriente de la Balanza de Pagos, la dirección de las políticas públicas y la expansión de la economía real, cuya interacción determina los márgenes de acuerdo inmerso en los programas monetario-financiero.

Dado que el sector hidrocarburos es sensible a la determinación de precios, es importante considerar con fines de pronóstico, una metodología cuantitativa que permita acercarse con mayor precisión a los futuros valores a observarse.

³Mismos que podrían estar restringidos a utilización de capacidades de extracción, transporte, almacenamiento e incluso a contratos ya establecidos.

Si el fin es realizar proyecciones por mercados de los precios de exportación de gas natural, podrían existir tantas como el número de usuarios que encargaron el pronóstico. Empero, el no considerar la construcción determinística de estos precios inmersos en los contratos de exportación, podría conducir a ignorar los diferentes precios de los *fuels* que son los elementos que la determinan, los cuales son determinados por el mercado.

Con fines metodológicos el presente documento plantea la aplicación de un *pool* de proyecciones reportadas por distintos modelos que predicen los precios de *fuels* y *diesel oil* (de aquí en adelante estos *fuels* y el *diesel oil* recibirán un trato genérico de *fuels*) que sirven de insumo para la determinación del importe pagado por el gas exportado según contratos. La aplicación de cuatro modelos econométricos permite proyectar los precios de los *fuels* que determinan los precios del gas exportado. Tres de estos modelos consideran para el caso de los *fuels*, ecuaciones de corto plazo que anidan en su estructura relaciones dinámicas de largo plazo (entre los *fuels* y el petróleo marcador) y un cuarto especifica un modelo ARIMA según componentes. Los resultados del *pool* de proyecciones junto a un modelo de exportación de volúmenes de gas natural al mercado brasilero, permiten evaluar los precios promedio ponderados ex post al observado.

Los resultados señalan que los indicadores de sesgamiento de las proyecciones individuales en comparación con el *pooling* de proyecciones, mejoran, lo que indicaría que las proyecciones se vuelven más consistentes con la realidad boliviana.

El documento se estructura como sigue: i) la primera parte es esta introducción, ii) la segunda parte realiza una revisión de las estructuras de contratos de precios de venta de gas natural por mercado, iii) la tercera parte, muestra el desarrollo teórico de los modelos cuantitativos a realizar y la metodología de combinación

de pronósticos, además de los resultados del *pooling* de proyecciones, finalmente iv) la última sección muestra las conclusiones.

II.- Contexto del documento.

II.1. Revisión de los contratos de exportación de gas natural – implicaciones en los precios.

Históricamente las exportaciones de gas natural se centran en los mercados de la Argentina y Brasil, a continuación se muestra un breve resumen de los hitos históricos inherentes a estos contratos:

a) **Brasil.-** Las intenciones de exportar gas boliviano a Brasil datan desde fines de los años 50', tal es que en el Acuerdo de Robore (marzo de 1958) se incorporaron algunos temas de integración energética. En la primera mitad de la década de los 70' se firmó un acuerdo de construcción de un gasoducto, el cual permitiría exportar gas boliviano al Brasil.

A inicios de la década de los 90' se firma un acuerdo de exportación de gas boliviano, hecho que comprometió a las autoridades bolivianas de entonces, iniciar un proceso agresivo de exploración de hidrocarburos para cumplir con este acuerdo. Fue hasta poco antes de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos 1689, del 30 de abril de 1996, donde se consideran los aspectos técnicos inherentes a la construcción del Gasoducto de exportación al Brasil, el cual es operado por la empresa Gas Trans Boliviano. En Villegas (2004; 114) se muestra un resumen completo de los previos acuerdos y negociaciones realizadas entre ambos países.

El contrato de exportación de gas natural tiene una duración de veinte años se inició el 1ro de Julio de 1999, en él se fijaron los criterios para la determinación del precio del gas exportado.

b) **Argentina.-** El contrato de exportación fue suscrito el 23 de julio de 1968⁴ entre YPF/BOLIVIAN GULF OIL y GAS DEL ESTADO, donde se estableció un volumen de 4MMm³/d los primeros 7 años y 4,5MMm³/d a partir del octavo año hasta el veinteavo. En éste se estableció un precio fijo de 0,2153\$_{us}/MMBTU.

El inicio de las exportaciones se dio el 1ro de mayo de 1972. El 22 de agosto de 1973 se suscribió un Acta donde quedo inmerso un nuevo precio de exportación (0,335\$_{us}/MMBTU⁵). Posteriormente, el 11 de abril de 1975 se suscribió un segundo Contrato Ampliatorio donde quedo inmersa la revisión semestral de los precios de exportación, empero no se logró establecer cuáles los parámetros. El 29 de octubre de 1987 se establece la fijación y revisión de precios en función de una fórmula que involucra precios de una canasta de Fuel Oil (New York, Mediterráneo y Rotterdam) incluyendo la aplicación de un factor adicional de ajuste a partir de octubre de 1987.

El 1ro de mayo de 1992 terminaron los dos contratos de compra-venta, empero el 20 de mayo del mismo año se suscribió el nuevo contrato de compra-venta con una vigencia de 20 meses y un precio de 1.00 \$_{us}/MMBTU. El 17 de marzo de 1994 se suscribió el nuevo Contrato de Compra-Venta con una vigencia de 3 años, con los siguientes precios: para 1994 en invierno 1,10\$_{us}/MMBTU y en verano 1,05\$_{us}/MMBTU; para 1995 en invierno 1,20\$_{us}/MMBTU y en verano 1,15\$_{us}/MMBTU; para 1996 en invierno 1,25 \$_{us}/MMBTU y en verano 1,20\$_{us}/MMBTU, finalmente a partir del 1ro de julio de 1996 se aplicó una fórmula relacionada al precio de Fuel Oil 1% de azufre de Nueva York. De esta forma las exportaciones de gas natural iniciadas en mayo de 1972 tuvieron su fin en agosto de 1999.

Después de algunas interrupciones en los envíos y la fijación *ad hoc* del precio de exportación, entre estas "el precio solidario" de 0,98\$_{us}/MMBTU, se tiene la firma

⁴Durante el año 1967, el mercado argentino estaba en pleno desarrollo, existía un gasoducto de 24" (veinticuatro pulgadas) desde el norte argentino hasta Buenos Aires, el cual estaba con capacidad ociosa por deficiencias de gas en este sector (tomado del informe mensual de YPF de diciembre 2001; Pg.34).

⁵Viene de aplicar la tasa decreciente que sufrió el precio del gas exportado expresado en dólares por miles de pies cúbicos, el cual se incrementó en 55,6% entre la fecha de inicio de exportación hasta la firma de esta Acta.

de un Convenio Marco en el que a partir del 15 de julio hasta el 31 de diciembre de 2006 se fija el precio en 5,0\$us/MMBTU en este Convenio se acuerda que hasta antes del cierre de esa gestión se estudiará y se diseñará una fórmula para el precio del gas exportado, la cual es vigente en la actualidad.

II.2.Precios actuales de exportación

EL cálculo de los precios de exportación del gas natural considera una fórmula determinística. Forman parte de ellas, algunos carburantes (*fuel oil*), que se cotizan en el mercado internacional bajo la denominación de *commodities*. Para el caso del contrato ENARSA con la Argentina de los cuatro *fuels* que forman la canasta, tres son también utilizados por el contrato GSA con el Brasil. Estos precios son publicados diariamente en el *Platt's Oilgram Price Report Assessments*.

A continuación se detallan los aspectos relevantes de la determinación de estos precios:

Contrato GSA con el Brasil: El precio de exportación al Brasil se fija cada tres meses y está vinculado a la cotización de tres fuel oils, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PG = P_i * \left(0,50 \frac{FO1}{FO1_0} + 0,25 \frac{FO2}{FO2_0} + 0,25 \frac{FO3}{FO3_0} \right) \quad (1)$$

donde:

PG : Precio del Gas (US\$/MMBTU) redondeado al cuarto decimal

Pi : Precio base (US\$/MMBTU)

Para la Cantidad Diaria Contractual Base (QDCB) el Pi varía de 0,95 a 1,06 (ver el contrato) y para la Cantidad Diaria Contractual Adicional (QDCA) es 1,20 para todo el periodo de vigencia del Contrato.

FO1 : Fuel Oil de 3,5% de azufre, referido bajo el título de Cargoes FOB Med Basis Italy (US\$/TM).

FO2 : Fuel Oil N°6 de 1% de azufre, referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne (US\$/bbl).

FO3 : Fuel Oil de 1% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB NWE (US\$/TM).

FO1, FO2 y FO3 son promedios aritméticos de cada día del trimestre inmediatamente anterior al trimestre correspondiente a la aplicación de PG.

Mientras que FO1_o, FO2_o y FO3_o son promedios aritméticos para los mismos Fuel Oils definidos anteriormente para el periodo comprendido entre el 1ro de enero de 1990 hasta el 30 de junio de 1992, excluyendo el periodo comprendido entre el 1ro de agosto de 1990 al 31 de enero de 1991.

De acuerdo a lo establecido en el Contrato a partir del segundo trimestre de entrega y recepción del gas y para cada trimestre posterior, el precio del Gas (PG) será reajustado aplicándose la siguiente fórmula:

$$P_t = 0,5 PG + 0,5 P_{t-1} \quad (2)$$

Donde:

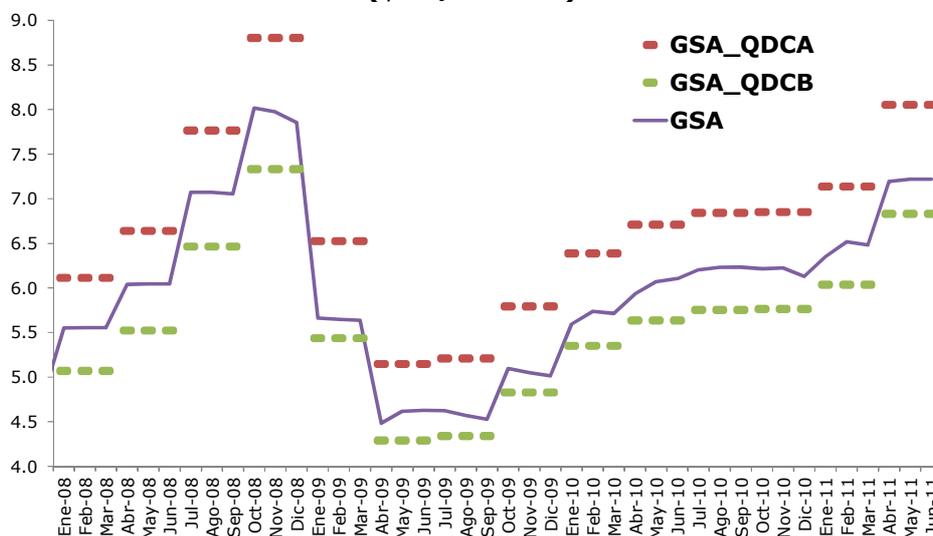
P_t : Precio del Gas para el trimestre pertinente (US\$/MMBTU)

PG : Precio del Gas calculado de acuerdo a la fórmula (US\$/MMBTU)

P_{t-1} : Precio del Gas correspondiente al trimestre inmediatamente anterior (US\$/MMBTU).

Bajo esta metodología de cálculo, los precios efectivos en el periodo enero 2002 – junio 2011 se muestran a continuación, (gráfico 1):

**GRÁFICO 1
PRECIOS DE EXPORTACIÓN PARA BRASIL
(\$US/MMBTU)**



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Nota: \$us/MMBTU es dólares por Millón de Unidades Térmicas Británicas

Elaboración por los autores

Como lo establece el Contrato, existen precios diferenciados para el QDCB y QDCA. El precio de referencia final se deriva de ponderar dicho precios por los volúmenes entregados. Por lo tanto, si bien los precios se ajustan de forma trimestral, en el cuadro de precios mostrado anteriormente, el precio no necesariamente se mantiene constante dentro de un mismo trimestre.

Exportación a la Argentina: La fórmula de fijación de precios en el Contrato de exportación de gas natural a Argentina es similar a la estipulada en el Contrato GSA, salvo que se añade a la canasta de tres fuel oils, el precio internacional de diesel oil, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PG = P * \left(0,20 \frac{FO1_i}{FO1_0} + 0,40 \frac{FO2_i}{FO2_0} + 0,20 \frac{FO3_i}{FO3_0} + 0,20 \frac{DO_i}{DO_0} \right) \quad (3)$$

donde:

PG: Precio del Gas (US\$/MMBTU)

P: Precio base igual a 4,0588 US\$/MMBTU

FO1, FO2 y FO3 son los mismos del Contrato GSA.

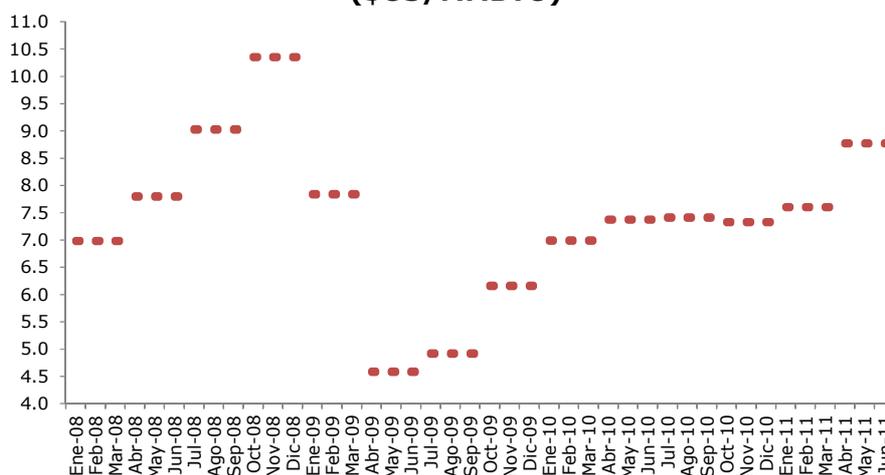
DO: LS Diesel referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne en (UScents/USgalón)

FO1_i, FO2_i, FO3_i y DO_i son promedios aritméticos de cada día del semestre inmediatamente anterior al trimestre correspondiente a la aplicación de PG.

El precio “P” de 4,0588US\$/MMBTU, fue determinado endógenamente para que en el inicio del contrato el precio PG tome un valor de 5US\$/MMBTU.

Bajo esta metodología de cálculo, los precios efectivos en el periodo enero 2008 – junio 2011 se muestran a continuación, gráfico 2.

**GRÁFICO 2
PRECIOS DE EXPORTACIÓN PARA LA ARGENTINA
(\$US/MMBTU)**



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Nota: \$us/MMBTU es dólares por Millón de Unidades Térmicas Británicas

Elaboración por los autores

III. Desarrollo metodológico

III.1 Aspectos estructurales del trabajo

Como se hizo referencia en la parte introductoria del presente documento, se realizan cuatro proyecciones para cada uno de los cuatro precios de los *fuels* que determinan los precios del gas exportado, para el caso de Brasil son: FO1, FO2 y FO3 mientras que para la Argentina se le adiciona a éstos el precio del DO.

Es coincidente que existan cuatro modelos, cada uno con diversas ecuaciones (como se verá más adelante), para pronosticar cuatro *fuels*, por supuesto esto no es una regla.

Secuencialmente las proyecciones se formulan de la siguiente manera:

- 1ro.** Se estiman cuatro ecuaciones, una para cada uno de los precios de los *fuels*.
- 2do.** Para los pronósticos de estos cuatro precios se realizan supuestos sobre la posible trayectoria que podría tomar en adelante la variable exógena en común a éstos, el precio internacional de petróleo WTI.
- 3ro.** Estos supuestos se refieren a: i) Tener los precios futuros del petróleo para los siguientes meses (fuente bloomberg), ii) estimar una ecuación donde la variable endógena sea el precio internacional del petróleo y ésta responda a los anuncios que la EIA realice sobre la oferta mundial de crudo (dato que es conocido, al menos para los siguientes 24 meses⁶), iii) un modelo que determine endógenamente el precio del crudo, se estimó un modelo GARCH(p,q) y finalmente, iv) otro modelo que también determine endógenamente el precio del crudo, se estimó un modelo SARIMA (p,d,q)(p^s,d^s,q^s). Estos cuatro supuestos sobre la trayectoria del precio internacional del petróleo, implican cuatro proyecciones distintas para los precios de cada uno de los cuatro *fuels*.

Una vez obtenidas las proyecciones de los precios de los *fuels* (cuatro proyecciones por cada *fuel*) estos son ponderados siguiendo la metodología de Coulson y Robins (1993), la cual se desarrolla más adelante, y finalmente se obtiene solo una proyección para cada uno de los precios de los *fuels*. Una vez obtenidas estas series para “k periodos adelante” se introducen en las fórmulas determinísticas de exportación de gas natural según mercado (ecuaciones 1 y 3) y de esta forma se obtienen los precios de exportación de gas natural⁷.

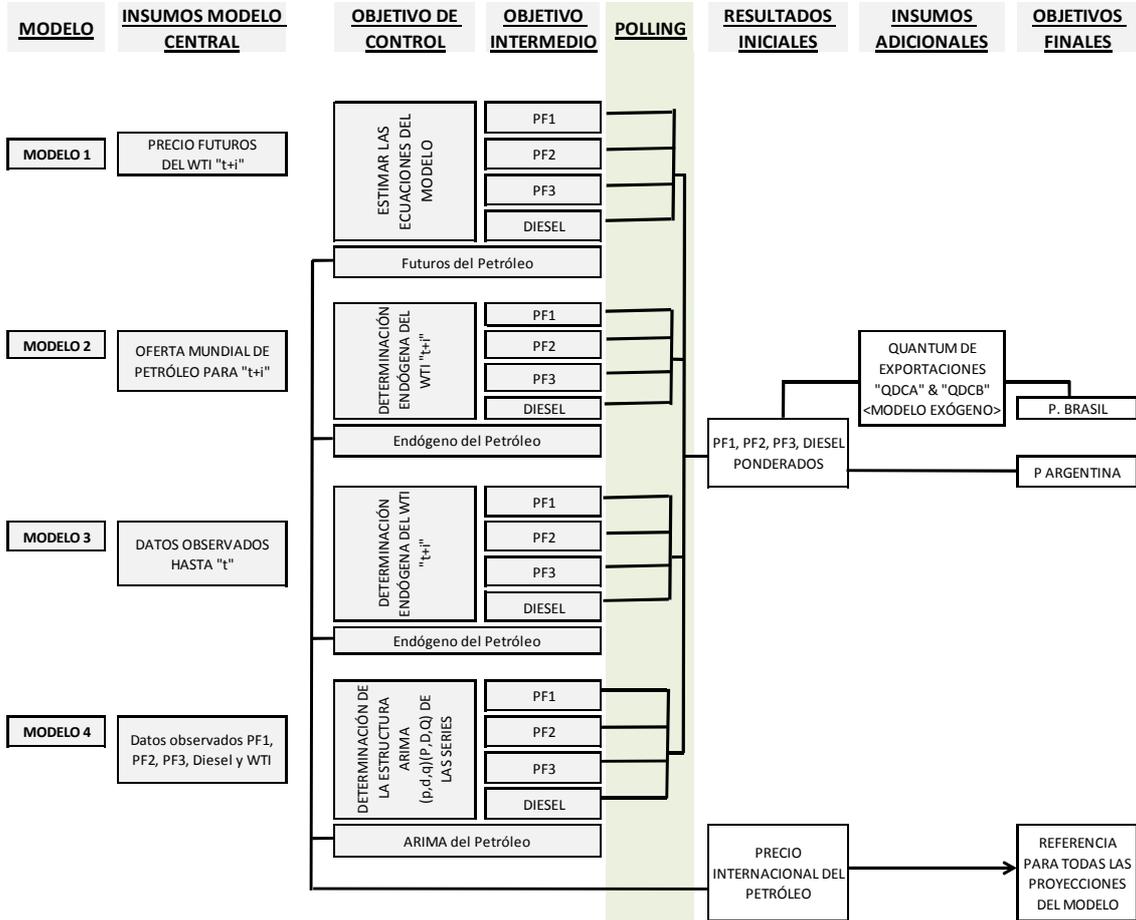
El desarrollo de los modelos se concentra bajo el siguiente esquema:

⁶ Estos volúmenes lo reporta periódicamente la Energy Information Administration.

⁷ Solamente para el caso del Brasil, los precios de exportación QDCA y QDCB son ponderados por sus respectivos volúmenes, estos volúmenes también son estimados (véase el anexo 2).

ESQUEMA 1

DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS



Elaboración por los autores

En síntesis los tres primeros pronósticos de estos *fuels*, consideran una especificación de un modelo de corto plazo que anida en sus estructuras relaciones de largo plazo. Mientras que la cuarta proyección utiliza factores observados y estructurales de cada una de las variables, plasmados en una forma ARIMA para replicar las características y movimiento empírico de las series.

III.2 Modelación econométrica de los *fuels*

Con el propósito de proyectar los precios de los *fuels* de interés, se especifican cuatro modelos econométricos, para luego proceder a la estimación de cada

una de las ecuaciones que forma parte de éstos⁸. Tres de estos modelos cuenta con una misma lógica subyacente, especificaciones anidadas y un cuarto modelo se fundamenta en estimaciones univariadas según componentes. A continuación se detallan la lógica de estos dos enfoques:

III.2.1 Especificaciones anidadas

La derivación y fundamentación teórica para el cálculo de los niveles de precios internacionales de los *fuels*, se sustenta en un enfoque de cointegración, posterior a la estimación de estos vectores, se anidan éstos a estructuras de corto plazo, donde finalmente se realizan las proyecciones, enfoque basado en Shrestha (2005).

La estructura de esta especificación es como sigue:

$$P_t^j = \alpha_0 + \alpha_1 WTI_t + \alpha_2 P_{t-1}^j + \alpha_3 WTI_{t-1} + \varepsilon_t$$

Donde P_t^j es el precio de los distintos *fuels* (PF1, PF2, PF3 y el Diesel), WTI_t es el precio internacional del petróleo (WTI), ambos medidos en dólares americanos.

Operando y dinamizando la ecuación:

$$P_t^j - P_{t-1}^j = \alpha_0 + \alpha_1 WTI_t - \alpha_1 WTI_{t-1} + \alpha_2 P_{t-1}^j - P_{t-1}^j + \alpha_3 WTI_{t-1} + \alpha_1 WTI_{t-1} + \varepsilon_t$$

Aplicando el operador de primera diferencia " Δ ":

$$\Delta P_t^j = \alpha_0 + \alpha_1 \Delta WTI_t + (\alpha_2 - 1) P_{t-1}^j + (\alpha_3 + \alpha_1) WTI_{t-1} + \varepsilon_t$$

Ordenando:
$$\Delta P_t^j = \alpha_1 \Delta WTI_t - (1 - \alpha_2) \left[P_{t-1}^j - \frac{\alpha_0}{(1 - \alpha_2)} - \frac{(\alpha_3 + \alpha_1)}{(1 - \alpha_2)} WTI_{t-1} \right] + \varepsilon_t$$

Realizando operaciones:

⁸ En el anexo IV, se muestran que todos los precios de los fueles utilizados poseen raíz unitaria, es decir son procesos no estacionarios.

$$\Delta P_t^i = \alpha_1 \Delta WTI_t - \gamma_0 \left[P_{t-1}^i - \gamma_1 - \gamma_2 WTI_{t-1} \right] + \varepsilon_t$$

$$\gamma_0 = (1 - \alpha_2); \quad \gamma_1 = \frac{\alpha_0}{(1 - \alpha_2)}; \quad \gamma_2 = \frac{(\alpha_3 + \alpha_1)}{(1 - \alpha_2)}$$

Y finalmente:

$$\Delta P_t^i = \alpha_1 \Delta WTI_t - \gamma_0 \left[\eta_{t-1} \right] + \varepsilon_t$$

La última ecuación, refleja la expresión anidada de corto y largo plazo.

Dónde: $\eta_{t-1} = P_{t-1}^i - \gamma_1 - \gamma_2 WTI_{t-1}$ es el vector de largo plazo. Existen cuatro vectores de cointegración estimados (PF1, PF2, PF3 y el Diesel), todos estos guardan una relación dinámica, estable y de equilibrio de largo plazo con el precio internacional del petróleo.

Los parámetros estimados en las anteriores ecuaciones, pueden observarse en el anexo No.1

III.2.2 Modelación univariante por componentes

Por otro lado, con el método ARIMA (P,D,Q), se cuida principalmente: i) que los componentes observados, estructurales y cíclicos guarden la misma o similar correlación dentro y fuera de muestra.

El modelo ARIMA explica a la variable dependiente en función a su historia y a la suma ponderada de errores pasados y presentes. Un modelo ARIMA tradicional consta de tres componentes para modelar la correlación serial de las perturbaciones de una serie:

1. El primer componente es el término AR que corresponde a los rezagos de la variable dependiente; se determina en base a la estructura de la serie y puede ser de orden p . Un proceso $AR(p)$ viene dado de la siguiente forma:

$$\mu_t = P_1 \mu_{t-1} + P_2 \mu_{t-2} + \dots + P_p \mu_{t-p} + \varepsilon_t$$

Donde cada término AR corresponde al uso de un valor rezagado del residuo para la ecuación de estimación para el residuo incondicional.

2. El segundo componente se refiere al grado de integración de la serie; es decir, al número de diferencias (d) a la que corresponde la serie.

3. El tercer componente se refiere a la media móvil. Un modelo con MA(q) utiliza "q" rezagos del error de la predicción para mejorar la predicción actual, que viene dado de la forma:

$$\mu_t = \varepsilon_t + \theta_1 \varepsilon_{t-1} + \theta_2 \varepsilon_{t-2} + \dots + \theta_q \varepsilon_{t-q}$$

El proceso ARMA combina ambos componentes para crear una ecuación del tipo:

$$\mu_t = P_1 \mu_{t-1} + P_2 \mu_{t-2} + \dots + P_p \mu_{t-p} + \varepsilon_t + \theta_1 \varepsilon_{t-1} + \theta_2 \varepsilon_{t-2} + \dots + \theta_q \varepsilon_{t-q}$$

Generalmente, los procesos ARIMA se aplican sobre los residuos de una regresión; sin embargo, también puede aplicarse directamente sobre los residuos de una serie, formando un modelo univariado, especificando la media condicional como constante y los residuos como diferencias de la media de la serie.

Para Bokhari y Feridun (2006) (BF), la adición de más términos AR o MA ocasiona que se reduzca la suma de residuos al cuadrado (SRC), que representa la variabilidad no explicada por el modelo; sin embargo, también induce a una pérdida en los grados de libertad.

Para evitar la sobreutilización de rezagos AR o MA se utiliza la técnica de Box-Jenkins (1976) (BJ), en la cual se utiliza las autocorrelaciones y las correlaciones parciales para identificar los procesos AR y MA de una serie.

Algunas de las desventajas del modelo es que no existe un fundamento económico para la especificación del modelo, por lo que algunos quiebres estructurales o shocks aleatorios no pueden ser estimados; sin embargo, a través

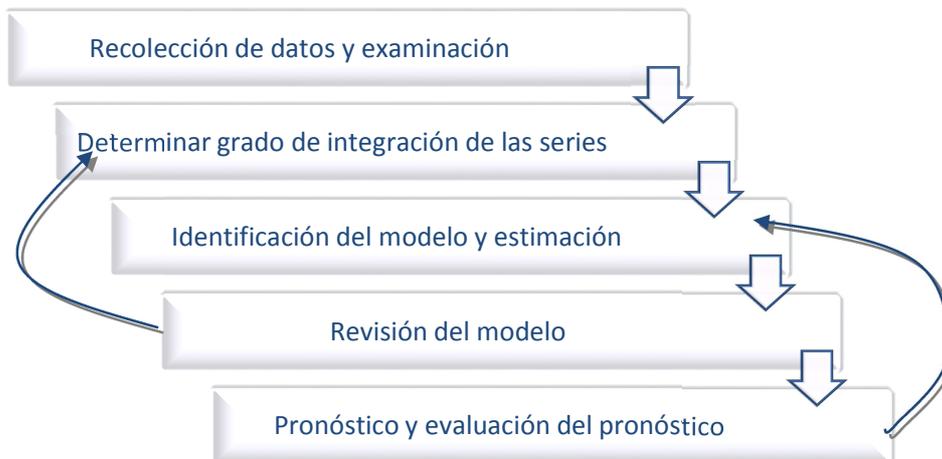
de la utilización de la rutina X-12, estos pueden ser capturados a través de efectos rampa y *outliers*, en el caso de un salto irregular y por única vez en la serie.

Dada la estructura de precios de venta por contrato a Argentina y Brasil, para la determinación de ambos precios de venta se toma en cuenta la ponderación de los precios PF1, PF2 y PF3 para el caso de Brasil y para Argentina además se añade la ponderación del Diesel Oil.

Meyler et. al. (1998) puntualiza que las estimaciones a corto plazo han probado ser mucho más exactas que aquellas de modelos más sofisticados; además, ejemplifica que el proceso que debe seguir un modelo de este tipo (esquema 2).

ESQUEMA 2

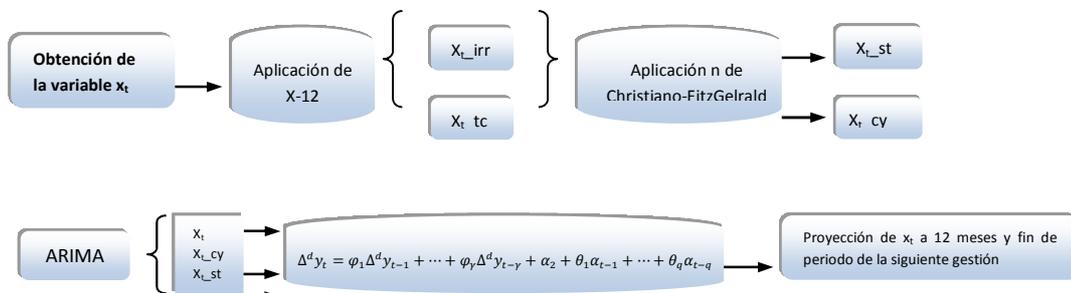
PROCESO DE ESTIMACIÓN ARIMA



Fuente: Meyler et. al. 1998

Bajo el esquema anterior, el proceso utilizado para la proyección de los precios es (esquema 3):

ESQUEMA 3 ESQUEMA DE LA PROYECCIÓN



Proceso utilizado en Loayza y Valdivia (2010)

(Ejemplo realizado sobre una variable x_t)

Los tres objetivos centrales de las estimaciones de estas ecuaciones, pueden resumirse a continuación:

- i) Conocer los impactos de corto y largo plazo del precio internacional del petróleo sobre los cuatro precios de los fuels. Al respecto, luego de realizar los test de cointegración a la Johansen, se normalizan los coeficientes a uno (traspaso uno a uno de los precios del petróleo sobre los fuels) y se introducen en la ecuaciones de corto plazo, expresiones anidadas.
- ii) Una vez estimadas las ecuaciones, se realizan las proyecciones dentro la muestra, para el periodo Enero 2009 – Agosto 2011, estas proyecciones permiten obtener los ponderadores (pesos óptimos) y de esta forma tener precios combinados.
- iii) Adicionalmente, dados los pesos encontrados, se realizan las proyecciones fuera de muestra para el periodo Septiembre 2011 – Diciembre 2012.

III.2.3 Modelación de los Precios del Petróleo (WTI)

Dada la alta volatilidad de los precios internacionales del petróleo y siendo ésta un insumo transversal para la proyección de los cuatro *fuels*, una posible especificación que considere la estructura de la variable endógena

fundamentada en componentes fuertemente volátiles, debería relajar el supuesto de volatilidad incondicional en el término de perturbaciones⁹.

Es de esta manera que se presentan los Modelos de Heteroscedasticidad Condicional Autoregresiva Generalizada (GARCH)¹⁰, los cuales relajan el supuesto de volatilidad condicional en el término de perturbaciones (de aquí en adelante se hará mención sólo, volatilidad condicional) y se modela la dinámica de interés (precios internacionales del petróleo) creyendo que la volatilidad es condicionada tanto a volatilidades pasadas y/o a shocks pasados¹¹. Claramente se puede observar que en este tipo de modelos la dinámica se encuentra presente.

Los modelos ARCH inicialmente probaron la presencia o ausencia de volatilidad en el estudio de la inflación [Coulson y Robins (1985)]¹², a continuación se presente la dinámica subyacente del proceso:

a) Ecuación de la media

$$Y_t = f(X_t) + \varepsilon_t$$

b) Ecuación de la varianza.

$$Var(\varepsilon_t) = \omega + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \alpha_2 \varepsilon_{t-2}^2 + \dots + \alpha_p \varepsilon_{t-p}^2$$

Donde $f(X_t)$ admite una estructura de variables exógenas a la dinámica del proceso (conjunto de regresores). Por otra parte "p" muestra la longitud del rezago de los shock aleatorios y el orden del proceso ARCH, es decir ARCH(p), que se lee "Heteroscedasticidad Condicional Autoregresiva de orden p". La diferencia crucial en las inferencias del modelo, sobre el conjunto de estimadores, radica en el uso del estadístico Z (que tiene distribución asintótica Normal).

⁹Ángel Vilariño Sanz, Turbulencias Financieras y Riesgos de Mercado; Pg. 161.

¹⁰ R. Engle, "Autoregressive Conditional Heteroskedasticity with Estimates of the variance of U. K. Inflation", *Econometrica*, Vol. 50 pp 987-1008; 1992

¹¹Pindyck y Rubinfeld, "Econometría Modelos y Pronósticos", pp 299.

¹² Greene William, "Econometric Analysis", pp 238, 5ta. Edición

También, al momento de modelar en forma simultánea el efecto de la dinámica de shocks y el impacto no contemporáneo de la volatilidad en la estructura de la varianza, se tienen los modelos GARCH¹³; la especificación que incluso anida a un modelo ARCH es como sigue:

a) Ecuación de la media

$$Y_t = f(X_t) + \varepsilon_t$$

b) Ecuación de la varianza

$$\text{Var}(\varepsilon_t) = \omega + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \dots + \alpha_p \varepsilon_{t-p}^2 + \beta_1 \text{Var}(\varepsilon_{t-1}) + \dots + \beta_q \text{Var}(\varepsilon_{t-q})$$

Transformando se tiene:

$$\sigma_{\varepsilon,t}^2 = \omega + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \dots + \alpha_p \varepsilon_{t-p}^2 + \beta_1 \sigma_{\varepsilon,t-1}^2 + \dots + \beta_q \sigma_{\varepsilon,t-q}^2$$

Donde el subíndice "q" muestra el orden del GARCH y "p" el orden del ARCH, es decir se tiene un proceso GARCH (p,q). Con el fin de modelar la estructura de la varianza en los residuos, se tienen diversas especificaciones que se generalizan sobre las especificaciones anteriormente explicadas¹⁴ de las cuales una de estas se presenta a continuación.

a) Ecuación de la media

$$Y_t = f(X_t) + \varepsilon_t$$

b) Ecuación de la varianza

$$\sigma_t^2 = \omega + \sum_{i=1}^p \alpha_i \varepsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^q \beta_j \sigma_{t-j}^2$$

¹³ Johnston y Di Nardo, "Econometric Methods", pp 197.

¹⁴ Existe un gama muy amplia de especificaciones; para conocer una referencia muy amplia sobre los diversos modelos GARCH, ver Laurent y Peters, "A Tutorial for GARCH 2.3, a Complete Ox Package for Estimating and Forecasting ARCH Models", pp 30-35.

El anexo 1 al final del documento se muestran los indicadores econométricos generalmente aceptados para todas las ecuaciones estimadas, además de detallar las especificaciones modeladas.

III.3 Combinación de pronósticos

Existen distintas metodologías de combinación de pronósticos. Barnard (1963) y Bates y Granger (1969), entre otros, han mostrado que un pronóstico combinado es mejor que los pronósticos individuales en términos de error cuadrático medio y otros estadísticos de esta familia. En esa línea, hoy existen distintas metodologías para la combinación, por ejemplo, basadas en modelos no lineales como la de Deutsch, Granger y Teräsvirta (1994) que utiliza modelos de transición suave (STR) o la basada en redes neuronales de Donaldson y Kamstra (1996a y 1996b) y Haraald y Kamstra (1997).

Para el caso boliviano, existe poca literatura empírica que aplicó combinación de pronósticos para variables relevantes de la economía y en particular para mejorar las predicciones de precios de exportación de gas natural.

Basados en la metodología de Coulson y Robins (CB - 1993) y Hallman y Kamstra (1989), técnicas desarrolladas para series no estacionarias, $I(1)$, y si tenemos f_i , para $i = 1, \dots, N$, la combinación de las proyecciones será:

$$f_n = w_1 f_1 + \dots + w_N f_N$$

Teniéndose que cumplir que los pesos w , son no negativos y tienen que sumar la unidad:

$$w_1 + \dots + w_N = 1$$

Las metodologías aplicadas para la combinación de pronósticos aplican una amplia gama de componentes de las series (en diferencias, con y sin constante, en logaritmos, etc.). Sin embargo, el presente trabajo, realizará la combinación de pronósticos en niveles dentro de muestra – con las estimaciones realizadas – para determinar el peso de cada proyección y poder combinarlas de manera óptima fuera de muestra, de la manera que:

$$w_n = \frac{\sigma_n^{-2}}{\sigma_1^{-2} + \sigma_2^{-2} + \dots + \sigma_N^{-2}}$$

Donde el peso w_n de la proyección f_i será inversamente proporcional a su varianza, en caso de que éstas tengan la misma varianza, entonces su peso será igual.

III.4 Datos y resultados de la combinación de pronósticos

Las metodologías expuestas, son combinadas bajo la metodología de combinación de pesos óptimos descrita anteriormente, Cuadro 1.

CUADRO 1
COMBINACIÓN: PONDERACIÓN DE PESOS DE LAS PROYECCIONES

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
WTI	0.2000	0.0250	0.0250	0.7500
DIESEL	0.4197		0.2089	0.3714
PF1	0.9624		0.0376	
PF2	0.0087	0.1032	0.0088	0.8793
PF3	0.5311			0.4689

Elaboración por los autores

Si bien no es el fin de hacer un pool para los precios internacionales del petróleo, pero sí para los precios de los cuatro *fuels*, las combinaciones muestran los siguientes resultados (cuadro 2):

CUADRO 2
INDICADORES DE CONTRASTE DE LA COMBINACIÓN DE PROYECCIONES

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Pooling
WTI					
RMSE		15.8612	22.1524	3.7391	2.8042
MAE		14.1537	20.3350	3.0646	2.2532
MAPE		21.8566	35.1034	4.2214	3.1232
THEIL		0.1106	0.1622	0.0236	0.0178
BP		0.7028	0.8264	0.0836	0.0000
VP		0.1627	0.1022	0.0314	0.0022
CVP		0.1345	0.0713	0.8850	0.9978
DIESEL					
RMSE	7.9675	14.2287	7.9675	10.2552	5.8372
MAE	6.1399	11.5043	6.1399	8.4231	4.5704
MAPE	2.9850	5.9234	2.9850	4.2087	2.3998
THEIL	0.0180	0.0324	0.0180	0.0232	0.0132
BP	0.0104	0.0153	0.0104	0.0016	0.0033
VP	0.1225	0.0665	0.1225	0.0006	0.0026
CVP	0.8670	0.9183	0.8670	0.9978	0.9941
PF1					
RMSE	18.6293	40.3025	36.7145	7.8641	18.7950
MAE	15.1471	34.0832	31.3333	6.5312	15.3995
MAPE	3.4448	8.0678	7.6462	1.6831	3.5240
THEIL	0.0204	0.0443	0.0402	0.0086	0.0206
BP	0.0036	0.0001	0.0003	0.0000	0.0034
VP	0.0407	0.0005	0.0411	0.0817	0.0401
CVP	0.9556	0.9994	0.9585	0.9183	0.9565
PF2					
RMSE	3.1603	147.0357	4.5318	1.1181	1.1216
MAE	2.5016	141.6113	3.7253	0.8360	0.8614
MAPE	3.7876	65.7301	5.5495	1.1858	1.1706
THEIL	0.0209	0.4945	0.0302	0.0074	0.0074
BP	0.0127	0.9276	0.0119	0.1585	0.1459
VP	0.1441	0.0703	0.0224	0.0755	0.0039
CVP	0.8431	0.0021	0.9656	0.7660	0.8502
PF3					
RMSE	14.0845	32.0654	26.5673	13.7675	10.0423
MAE	9.7535	25.8231	18.8439	11.0859	8.0240
MAPE	2.1174	6.0291	4.1625	2.4872	1.9808
THEIL	0.0147	0.0338	0.0280	0.0143	0.0105
BP	0.0009	0.0269	0.0410	0.1107	0.0062
VP	0.0077	0.1172	0.1075	0.0015	0.0000
CVP	0.9914	0.8559	0.8515	0.8878	0.9938

Fuente: Elaboración por los autores

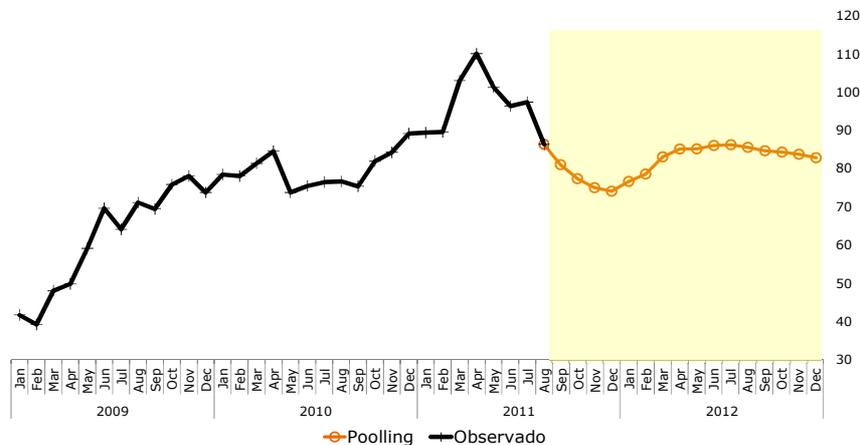
- a) Para los precios internacionales del petróleo, tanto la Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE), el Error Medio Absoluto (MAE), el indicador Theil (THEIL), los Errores de Proyección debidos a problemas de Sesgo (BP) también son menores luego de aplicar el pool. Tan solo existe una ganancia marginal no mayor a la del pool para el caso del indicador del Error Medio Absoluto Promedio (MAPE)
- b) Para el caso del precio del Diesel, las combinaciones muestran mejores propiedades que las proyecciones puntuales, ver los estadísticos RMSE, MAE, MAPE, THEIL y BP.
- c) En el caso del precio del *fuel* uno PF1, las ganancias después del combinado son marginales a los reportados por el modelo 1, empero superiores a los restantes tres modelos.
- d) Para el precio del *fuel* 2 PF2, solo el modelo 4 tienen mejores propiedades que la combinación, empero esta última es superior a todos los otros modelos.
- e) Para el precio del *fuel* 3 PF3, el RMSE, el MAE, el MAPE, el THEIL muestran que la combinación de pronósticos tiene mejores propiedades que los pronósticos individuales.

En la mayoría de los casos los errores de pronósticos debidos a volatilidades (VP) mostraban resultados menores cuando se combinaron las proyecciones. Por consiguiente, tanto un BP y un VP relativamente más pequeños muestran por residuo Errores de Pronósticos fundamentados en aleatoriedades (CVP) relativamente más altos, que es lo que se desea y es acorde con la teoría, el anexo 3 al final del documento muestra en detalle las expresiones estadísticas utilizadas en el cuadro 2.

Por las propiedades descritas anteriormente la combinación de pronósticos revela las mejores propiedades que están tendrían con respecto a los pronósticos individuales. De esta forma se procede a combinar los pronósticos individuales y tener una trayectoria “más óptima” de los precios de los *fuels*. (gráfico 3)

GRÁFICO 4

EVOLUCIÓN OBSERVADA Y PRONÓSTICOS DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO



Fuente: Elaboración por los autores

Usando como insumo los precios de los *fuels* combinados (propósitos central del presente documento) se procedió a calcular los precios de exportación de gas natural, según mercados (fórmulas determinísticas de expotración de gas natural de las ecuaciones 1 y 3) (cuadro 3).

CUADRO 3 EVOLUCIÓN OBSERVADA Y PRONÓSTICOS DE LOS PRECIOS DE LOS FUELS, PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO Y PRECIOS DEL GAS SEGÚN MERCADOS

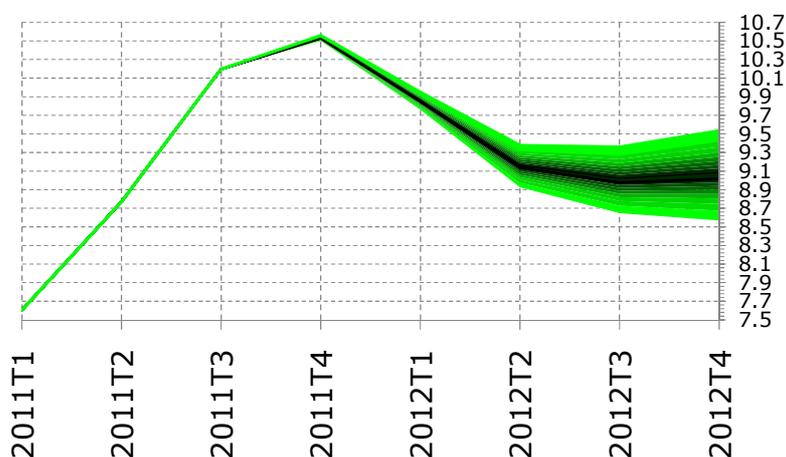
Observados 1er trimestre 2010 – 2do trimestre 2011
Pooling 3er trimestre 2011 – 4to trimestre 2012

FUTUROS	PF1 Fuel Oil 3,5 Pct (\$us/Ton)	PF2 Fuel Oil No.6 1,0 Pct (\$us/bbl)	PF3 Fuel Oil 1,0 Pct (\$us/Ton)	DIESEL LS Diesel (Usc/USGalón)	WTI USD/BBL	Contrato con Argentina (ENARSA) USD/MMBTU	Contrato con Brasil (GSA) USD/MMBTU
2010							
1er. Trimestre	436.8395	70.5484	450.5087	203.8436	79.20	6.9883	5.6809
2do. Trimestre	431.3183	69.7354	453.6343	210.1102	77.85	7.3713	6.0359
3er. Trimestre	422.5682	68.2815	448.6970	203.1716	76.08	7.4087	6.2225
4to. Trimestre	457.2619	75.0678	473.2150	231.3275	85.09	7.3281	6.1888
2011							
1er. Trimestre	548.1710	91.1912	574.3754	278.4645	93.95	7.6035	6.4487
2do. Trimestre	612.1321	102.6719	663.0717	304.5701	104.72	8.7715	7.2607
3er. Trimestre (f)	600.3893	100.4127	640.9337	291.7088	88.53	10.1968	8.3056
4to. Trimestre (f)	532.3315	91.8323	576.0193	263.4656	77.36	10.5307	8.6236
2012							
1er. Trimestre (f)	473.0975	89.4577	552.0483	260.8128	80.59	9.8548	8.2968
2do. Trimestre (f)	440.1055	93.2145	564.9385	264.8332	85.53	9.1514	7.8983
3er. Trimestre (f)	420.7782	94.3117	561.6381	268.0859	85.43	9.0031	7.6195
4to. Trimestre (f)	418.4400	92.3242	546.8820	268.8087	83.62	9.0532	7.3675
FUTUROS	PF1 Fuel Oil 3,5 Pct (\$us/Ton)	PF2 Fuel Oil No.6 1,0 Pct (\$us/bbl)	PF3 Fuel Oil 1,0 Pct (\$us/Ton)	DIESEL LS Diesel (Usc/USGalón)	WTI USD/BBL	Contrato con Argentina (ENARSA) USD/MMBTU	Contrato con Brasil (GSA) USD/MMBTU
2010	436.9970	70.9083	456.5137	212.1132	79.56	7.2741	6.0320
2011	573.2560	96.5270	613.6000	284.5523	91.14	9.2756	7.6596
2012	438.1053	92.3270	556.3767	265.6352	83.79	9.2656	7.7955

Fuente: Elaboración por los autores

Con el propósito de contar con una Función de Distribución de Probabilidades, que asigne una medida de probabilidades a los distintos valores que podrían tomar los precios de exportación de gas natural, se construyó un *Fan Chart*¹⁵. Para el caso argentino las proyecciones para el cierre de 2011 estarían entre \$us10.5010/MMBTU y \$us10.5603/MMBTU centrado en \$us10.5307/MMBTU, mientras que para 2012 se espera que los precios cierren entre \$us8.5693/MMBTU y \$us9.5370/MMBTU, centrado en \$us9.0532/MMBTU (gráfico 5).

GRÁFICO 5
ARGENTINA: INTERVALO DE PROBABILIDADES PARA LOS PRECIOS DE EXPORTACIÓN
Observados 1er trimestre 2010 – 2do trimestre 2011
Pooling 3er trimestre 2011 – 4to trimestre 2012
\$us/MMBTU



Fuente: Elaboración por los autores

Nota: Por default los riesgos hacia el alza y a la baja se encuentran balanceados

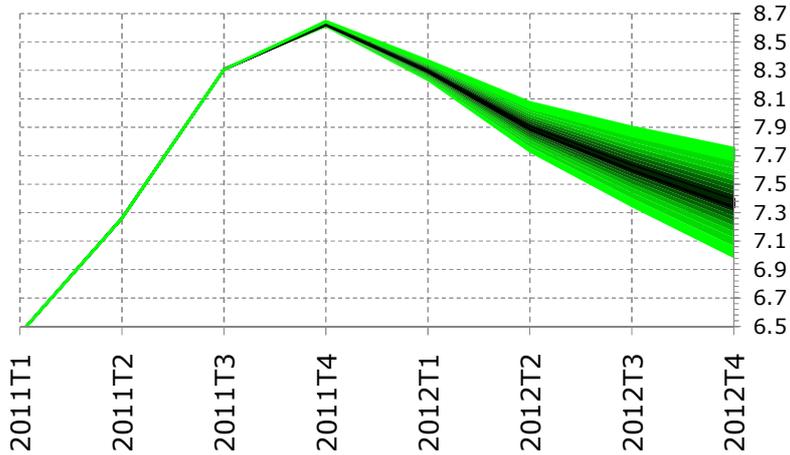
La construcción del Fan Chart se elaborará utilizando el programa elaborado por Julio(2006)

En este mismo sentido los precios de exportación de gas natural para el Brasil cerrarían la gestión 2011 entre \$us8.6013/MMBTU y \$us8.6459/MMBTU centrado en \$us8.6236/MMBTU, mientras que para 2012 se espera que los precios cierren entre \$us6.9804/MMBTU y \$us7.7546/MMBTU, centrado en \$us7.3675/MMBTU (gráfico 6).

¹⁵ En Britton, Fisher y Whitley (1998) se detallan los aspectos conceptuales vinculados a la construcción del Fanchart. En tanto que los tópicos técnico metodológicos pueden verse en Vega (2003).

GRÁFICO 6

BRASIL: INTERVALO DE PROBABILIDADES PARA LOS PRECIOS DE EXPORTACIÓN Observados 1er trimestre 2010 – 2do trimestre 2011 Pooling 3er trimestre 2011 – 4to trimestre 2012 \$us/MMBTU



Fuente: Elaboración por los autores

Nota: Por default los riesgos hacia el alza y a la baja se encuentran balanceados

La construcción del Fan Chart se elaboró utilizando el programa elaborado por Julio(2006)

IV Conclusiones

Los precios de venta de gas natural a los mercados de Argentina y Brasil son determinados mediante contrato de compra y venta negociados en su momento y de conocimiento público; sin embargo, las fórmulas determinísticas de éstos, tienen como insumo los precios de los *fuels* (PF1, PF2, PF3), Diesel, cuyos movimientos son acordes a las cotizaciones del WTI, adicionalmente los *quatum*s de exportación de gasbajo la denominación QDCA y QDCB.

En este sentido y teniendo en cuenta que la determinación futura de éstos es imperativa para los ingresos de la economía boliviana, en el presente trabajo se realizó una combinación de pronósticos, ampliando la metodología propuesta por Barnard (1963) y Bates y Granger (1969).

Los resultados muestran una combinación óptima de éstos para la determinación de precios futuros a los mercados de Brasil y Argentina. Como se observa, los indicadores de pronóstico llevan a pensar que la combinación óptima replicaría

las condiciones futuras que son (o que serían) tomadas en cada una de las proyecciones por separado. Y por consiguiente proyecciones basadas en un único criterio podrían estar sujetas a errores de pronósticos.

Bibliografía

- Ahumada, H., (2009), "Forecasting a monetary aggregate under conditions of instability: Argentina after 2002", noviembre 2009.
- Andrews, D. W. K. "Tests for parameter Instability and Structural Change with Unknown Change Point". *Econometrica*, Working Paper, Yale University. 1993.
- Andrews, D. W. K. and Ploberger, W. Optimal tests when a Nuisance Parameter is Present only under the alternative. Issue 6. 1994.
- Ángel Vilariño Sanz, *Turbulencias Financieras y Riesgos de Mercado*; Pg. 161.
- Armstrong, J. S. and Collopy F., "Error Measures for Generalizing About Forecasting Methods: Empirical Comparisons". *International Journal of Forecasting*. 1992.
- Barigozzi, M. () "Arima Estimation: Theory and applications" (hand out)
- Bates, J. and Granger C.W. (1969). The Combination of Forecasts. *Operational Research Quarterly*, Vol. 20, 1969.
- Buss, Ginters "Comparing forecasts of Latvia's GDP using simple seasonal ARIMA models and direct versus indirect approach", Munich Personal REPEC Archive, Paper No. 16684.
- Castaño, Elkin y Melo V. Luis F. *Métodos de Combinación de Pronósticos: Una Aplicación a la Inflación Colombiana*. "Borradores de Economía, No 109. Banco de la República, Colombia" 1998.
- Clements, M. and Hendry, D, "Forecasting Non-stationary Economic Time Series", TheMITPress.1999.
- Coulson, N. and Robins, R. "Forecast Combination in a Dynamic Setting". *Journal of Forecasting*, Journal Paper Vol. 12. 1993.
- Deutsch, M.; Granger C.W. and Teräsvirta, T. "The combination of Forecasts Using Changing Weights". *International Journal of Forecasting*.Vol. 10. 1994.
- Donaldson, R.G. and Kamstra, M. "Forecast Combining with Neural Networks". *Journal of Forecasting*. Vol. 15, 1996.
- Donaldson, R.G. and Kamstra, M." Neural Network Forecast Combining with Interaction Effects". Reprint from *Proceedings of the Workshop on Foundations of Information*, 1996.
- Erik Britton, Paul Fisher y John Whitley, 1998, "The Inflation Report projections: understanding the fan chart", Bank of England.

FOBOMADE,"Relaciones Energéticas Bolivia-Brasil", 2002.

Greene William, "Econometric Analysis", pp 238, 5ta. Edición.

Hallman, J. and Kamstra, M. "Combining Algorithms Based on Robust Estimation Techniques and Co-integrating Restrictions". Journal of Forecasting. Vol. 8, 2009.

Johnston y Di Nardo, "Econometric Methods", pp 197.

Juan Manuel Julio, 2006, "The fan chart: The technical details of the new implementation"; Borradores de Economía No 468 – Banco de la República de Colombia.

Ley de Hidrocarburos (Ley No1689), 30 de abril de 1996.

Meyer, A, Kenny, G y Quinn, T, "Forecasting Irish Inflation Using ARIMA Models" Central Bank and Financial Services Authority of Ireland Technical 3. 1998.

Pindyck y Rubinfeld, "Econometría Modelos y Pronósticos", pp 299.

R. Engle, "Autoregressive Condicional Heteroskedasticity with Estimates of the variante of U. K. Inflation", Econometrica, Vol. 50 pp 987-1008; 1992.

Shrestha, M. (2005). "ARDL Modelling Approach to Cointegration Test", University of Wollongong.

Stock, J.H. and Watson, M.W. "Combination Forecasts of Output Growth", Working Paper, 2003.

Valle, H. "Inflation Forecast with ARIMA and Vector Autoregressive Models in Guatemala". Working Paper Banco Central de Guatemala.2002

Marco Vega, 2003, "Reportando la distribución de la proyección de inflación", Banco Central de Reserva del Perú.

Villegas Quiroga Carlos, "Privatización de la industria petrolera en Bolivia: Trayectoria y efectos tributarios", Plural Editores 2da Edición, 2004.

ANEXO I “ECUACIONES ESTIMADAS”

Las siguientes cuatro ecuaciones permiten realizar las proyecciones dentro la muestra para el periodo Enero 2009 – Agosto 2011. Adicionalmente éstas permiten realizar el pronóstico para le periodo Septiembre 2011 – Diciembre de 2012.

MODELO PARA EL PRECIO DEL DIESEL OIL

$$d \log (diesel_t) = \frac{0,34}{(4,25)} - \frac{0,34}{(4,19)} \left[\log (diesel_{t-1}) - \log (WTI_{t-1}) \right] \quad (1)$$

$$+ \frac{0,09}{(2,73)} d \log (diesel_{t-1}) + \frac{0,9}{(20,09)} d \log (WTI_t) + \frac{0,04}{(2,31)} \sum_{i=0}^{23} \frac{dummy_{t-1}}{24} + \varepsilon_t$$

En paréntesis estadístico “t” corregido (Newey-West)

R^2 ajustado: 0.76

Desv. est. Residuos: 4.5%

Test LM de correlación serial (12 rezagos): $n \times R^2 = 9.33$ (valor-p 0.6740)

Test de normalidad Jarque-Bera: $\chi^2 = 74.71$ (valor-p 0.00)

Factor de Ajuste: 0.34

Vida Media de un shock: 1 mes y 20 días

Período de la estimación: 1994 Febrero –2011 Agosto

MODELO PARA EL PRECIO DEL FUEL No. 1

$$d \log (PF1_t) = \frac{0,22}{(3,10)} - \frac{0,15}{(3,07)} \left[\log (PF1_{t-1}) - \log (WTI_{t-1}) \right] \quad (2)$$

$$+ \frac{1,0}{(11,9)} d \log (WTI_t) + \frac{0,32}{(2,92)} d \log (WTI_{t-1}) - \frac{0,23}{(3,38)} d \log (WTI_{t-2})$$

$$- \frac{0,09}{(1,64)} d \log (WTI_{t-5}) + \frac{0,03}{(1,78)} d10 + \frac{0,07}{(4,5)} dummy$$

En paréntesis estadístico “t” corregido (Newey-West)

R^2 ajustado: 0.59

Desv. est. Residuos: 7.7%

Test LM de correlación serial (12 rezagos): $n \times R^2 = 15.07$ (valor-p 0.24)

Test de normalidad Jarque-Bera: $\chi^2 = 48.75$ (valor-p 0.00)

Factor de Ajuste: 0.15

Vida Media de un shock: 4 meses Y 8 días

Período de la estimación: 1994 julio –2011 agosto

MODELO PARA EL FUEL No. 2

$$d \log (PF2) = - \frac{0,04}{(4,06)} - \frac{0,14}{(3,01)} \times \left[\log (PF2_{t-1}) + \log (WTI_{t-1}) \right] \quad (3)$$

$$\frac{0,89}{(14,73)} \times \log (WTI_t) - \frac{0,12}{(1,85)} \times d \log (WTI_{t-9}) + \frac{0,05}{(2,52)} \times d^4$$

$$+ \frac{0,03}{(3,05)} \times d^5 + \frac{0,03}{(1,86)} \times d^{10} + \frac{0,05}{(4,59)} \times dummy_t + \varepsilon_t$$

En paréntesis estadístico “t” corregido (Newey-West)

R^2 ajustado: 0.60

Desv. est. Residuos: 6.5%

Test LM de correlación serial (12 rezagos): $n \times R^2 = 10,68$ (valor-p 0.56)

Test de normalidad Jarque-Bera: $\chi^2 = 14.56$ (valor-p 0.000690)

Factor de Ajuste: 0.14

Vida Media de un shock¹: 4 meses y 17 días

Período de la estimación: 1994 noviembre – 2011 agosto

MODELO PARA PRECIO DEL FUEL No. 3

$$d \log (PF3_t) = \frac{0,21}{(3,30)} - \frac{0,13}{(3,23)} \left[\log (PF3_{t-1}) - \log (WTI_t) \right]$$

$$\frac{0,87}{(16,18)} d \log (WTI_t) + \frac{0,22}{(3,16)} \times d \log (WTI_{t-1}) - \frac{0,12}{(2,12)} d \log (PF3_{t-2}) \quad (4)$$

$$- \frac{0,068}{(1,94)} \times d \log (PF3_{t-12}) - \frac{0,09}{(1,77)} \times d \log (WTI_{t-9}) - \frac{0,06}{(3,78)} \times dummy_t$$

$$- \frac{0,05}{(2,41)} \times d^2 - \frac{0,04}{(2,17)} \times d^8$$

En paréntesis estadístico “t” corregido (Newey-West)

R^2 ajustado: 0.66

Desv. est. Residuos: 6%

Test LM de correlación serial (12 rezagos): $n \times R^2 = 12,85$ (valor-p 0.3799)

Test de normalidad Jarque-Bera: $\chi^2 = 4.25$ (valor-p 0.119)

Factor de Ajuste: 0.16

Vida Media de un shock: 4 meses y 29 días

Período de la estimación: 1995 febrero –2011 agosto

ANEXO 2

ECUACIONES AUXILIARES: QUANTUM DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL AL BRASIL

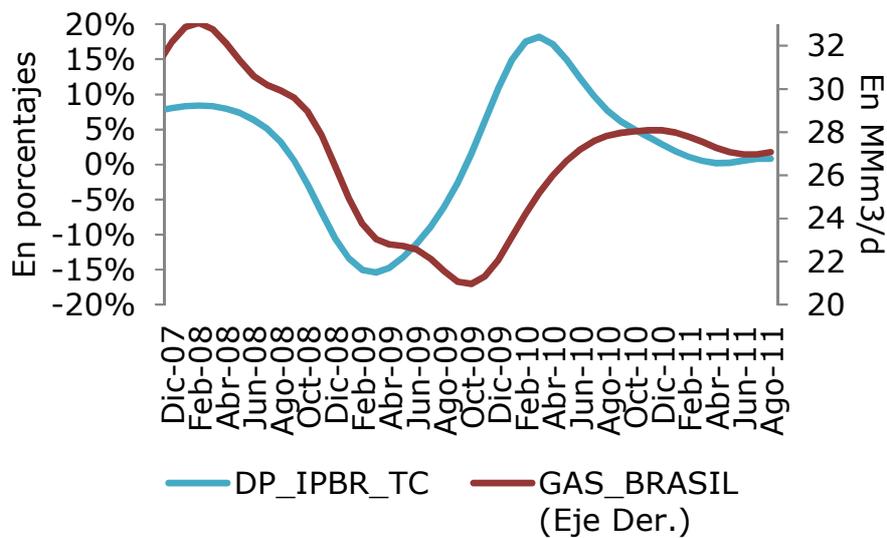
Existe una relación estable dinámica de largo plazo entre la producción industrial del Brasil y la exportación de gas boliviano al Brasil.

$$\eta_{t-1} = \log(X_{t-1}^{gas-Brasil}) - 0,84 \times \log(IPBR_{t-1}) \quad (1)$$

$$d \log(X_t^{Gas-Brasil}) = 0,08 - 0,007 \times \eta_{t-1} - A(L) \times d \log(X_t^{Gas-Brasil}) + B(L) \times d \log(q_t^{Industrial}) + \varepsilon_t \quad (2)$$

GRÁFICO DE ANEXO

EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES DE GAS AL BRASIL E ÍNDICE DE ACTIVIDAD INDUSTRIAL DEL BRASIL



Fuente: Elaboración por los autores

Nota: Las curvas mostradas en la gráfica corresponden al componente Ciclo-Tendencia reportadas por la rutina X-12 ARIMA

Las exportaciones de gas al Brasil se fundamentan en dos modalidades de exportación la Contractual Base (QDCB) y la Contractual Ampliada (QDCA), para realizar las proyecciones se modela las exportaciones totales y con fines de ponderación se siguen los criterios basados en los contratos de exportación.

ANEXO 3

INDICADORES UTILIZADOS EN EL CUADRO 2

$$Theil = \frac{\sqrt{\sum_{t=T+1}^{T+h} (\hat{y}_t - y_t)^2 / h}}{\sqrt{\sum_{t=T+1}^{T+h} \hat{y}_t^2 / h + \sum_{t=T+1}^{T+h} y_t^2 / h}}$$

$$RMSE = \sqrt{\sum_{t=T+1}^{T+h} (\hat{y}_t - y_t)^2 / h}$$

$$MAE = \sum_{t=T+1}^{T+h} |\hat{y}_t - y_t| / h$$

$$MAPE = 100 \times \sum_{t=T+1}^{T+h} \left| \frac{\hat{y}_t - y_t}{y_t} \right| / h$$

$$Theil / Sesgo = \frac{((\sum \hat{y}_t / h) - \bar{y})^2}{\sum (\hat{y}_t - y_t)^2 / h}$$

$$Theil / Volatilidad = \frac{(s_{\hat{y}} - s_y)^2}{\sum (\hat{y}_t - y_t)^2 / h}$$

$$Theil / Aleatoriedad = \frac{2 \times (1 - r) \times s_{\hat{y}} s_y}{\sum (\hat{y}_t - y_t)^2 / h}$$

ANEXO 4

TEST DE RAIZ UNITARIA

Los fundamentos, *fuels* y *diesel*, para la determinación del precio de venta del gas natural a los mercados de Brasil y Argentina tienen una estrecha relación con el movimiento del precio internacional del petróleo WTI. Como en todas las series macroeconómicas, las mayoría de éstas pose raíz unitaria, es decir que lo ocurrido en la historia de la serie tiene un efecto arrastre sobre el comportamiento futuro de ésta.

Se realizan test de raíz unitaria con intercepto, puesto que el corte de la serie comienza con un valor fijo y un test sin tendencia e intercepto sobre la serie en niveles. Se excluye la prueba que contiene tendencia, debido a que al estar los precios de éstos sujetos tanto a *shocks* de oferta, demanda, expectativas y de los mercados financieros, la evolución de su tendencia es incierta. Las pruebas de raíz unitaria muestran que todas poseen esta característica.

PF1

Variable	Augmented Dickey-Fuller			Phillips-Perron			Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin		
	Nivel	1ra. Diferencia	2da. Diferencia	Nivel	1ra. Diferencia	2da. Diferencia	Nivel	1ra. Diferencia	2da. Diferencia
Estadístico	0.8334	-7.3794	-7.3092	0.6842	-8.0379	-42.8414	1.5737	0.1185	0.1123
Punto Critico	Valores críticos			Valores críticos			Valores críticos		
1%	-2.5762	-2.5762	-2.5768	-2.5760	-2.5760	-2.5761	0.7390	0.7390	0.7390
5%	-1.9424	-1.9424	-1.9425	-1.9423	-1.9423	-1.9424	0.4630	0.4630	0.4630
10%	-1.6157	-1.6157	-1.6156	-1.6157	-1.6157	-1.6157	0.3470	0.3470	0.3470
Constante	No	No	No	No	No	No	No	No	No
Tendencia	No	No	No	No	No	No	No	No	No
	Elección de Rezagos			Elección de Rezagos			Elección de Rezagos		
Criterio	CIA			NW*			NW*		
Max. Rezago	14	14	14						
Rezago optimo	5	4	13	1	8	36	11	1	35
	Orden de Integración			Orden de Integración			Orden de Integración		
I(1)	0.8903	0	0	0.8627	0	0.0001	-	-	-

PF2

Variable	Augmented Dickey-Fuller			Phillips-Perron			Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin		
	Nivel	1ra. Diferencia	2da. Diferencia	Nivel	1ra. Diferencia	2da. Diferencia	Nivel	1ra. Diferencia	2da. Diferencia
Estadístico	0.2746	-8.5771	-6.9961	1.1704	-8.8927	-40.8543	1.5953	0.1167	0.0856
Punto Critico	Valores críticos			Valores críticos			Valores críticos		
1%	-2.5761	-2.5761	-2.5768	-2.5760	-2.5760	-2.5761	0.7390	0.7390	0.7390
5%	-1.9424	-1.9424	-1.9425	-1.9423	-1.9423	-1.9424	0.4630	0.4630	0.4630
10%	-1.6157	-1.6157	-1.6156	-1.6157	-1.6157	-1.6157	0.3470	0.3470	0.3470
Constante	No	No	No	No	No	No	No	No	No
Tendencia	No	No	No	No	No	No	No	No	No
	Elección de Rezagos			Elección de Rezagos			Elección de Rezagos		
Criterio	CIA			NW*			NW*		
Max. Rezago	14	14	14						
Rezago optimo	2	1	13	0	5	31	11	1	29
	Orden de Integración			Orden de Integración			Orden de Integración		
I(1)	0.7647	0	0	0.8627	0	0.0001	-	-	-

* Para el caso de NW se refiere a la selección de banda óptima

PF3

Variable	Augmented Dickey-Fuller			Phillips-Perron			Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin		
	Nivel	1ra. Diferencia	2da. Diferencia	Nivel	1ra. Diferencia	2da. Diferencia	Nivel	1ra. Diferencia	2da. Diferencia
Estadístico	-0.0501	-8.9269	-6.9674	0.4849	-8.9356	-34.9410	1.5711	0.1014	0.0939
Punto Critico	Valores críticos			Valores críticos			Valores críticos		
1%	-2.5761	-2.5761	-2.5768	-2.5760	-2.5760	-2.5761	0.7390	0.7390	0.7390
5%	-1.9424	-1.9424	-1.9425	-1.9423	-1.9423	-1.9424	0.4630	0.4630	0.4630
10%	-1.6157	-1.6157	-1.6156	-1.6157	-1.6157	-1.6157	0.3470	0.3470	0.3470
Constante	No	No	No	No	No	No	No	No	No
Tendencia	No	No	No	No	No	No	No	No	No
	Elección de Rezagos			Elección de Rezagos			Elección de Rezagos		
Criterio	CIA			NW*			NW*		
Max. Rezago	14	14	14						
Rezago optimo	2	1	12	4	2	20	11	4	20
	Orden de Integración			Orden de Integración			Orden de Integración		
I(1)	0.665	0	0	0.8627	0	0.0001	-	-	-

* Para el caso de NW se refiere a la selección de banda óptima

DIESEL

Variable	Augmented Dickey-Fuller			Phillips-Perron			Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin		
	Nivel	1ra. Diferencia	2da. Diferencia	Nivel	1ra. Diferencia	2da. Diferencia	Nivel	1ra. Diferencia	2da. Diferencia
Estadístico	0.9394	-5.2840	-6.5625	0.1509	-10.6316	-29.0228	1.5680	0.0598	0.0139
Punto Critico	Valores críticos			Valores críticos			Valores críticos		
1%	-2.5761	-2.5761	-2.5768	-2.5760	-2.5760	-2.5761	0.7390	0.7390	0.7390
5%	-1.9424	-1.9424	-1.9425	-1.9423	-1.9423	-1.9424	0.4630	0.4630	0.4630
10%	-1.6157	-1.6157	-1.6156	-1.6157	-1.6157	-1.6157	0.3470	0.3470	0.3470
Constante	No	No	No	No	No	No	No	No	No
Tendencia	No	No	No	No	No	No	No	No	No
	Elección de Rezagos			Elección de Rezagos			Elección de Rezagos		
Criterio	CIA			NW*			NW*		
Max. Rezago	14	14	14						
Rezago optimo	13	12	13	7	6	6	11	7	4
	Orden de Integración			Orden de Integración			Orden de Integración		
I(1)	0.9073	0	0	0.7289	0	0	-	-	-