



**ANÁLISIS SOBRE LA FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTAR UN PRODUCTO DE
DERIVADOS SOBRE GAS NATURAL EN COLOMBIA.**

AUTORES

JESSICA ALEXANDRA DOWD AGUIRRE
LINA MARÍA TIRADO NARANJO

ASESOR

JUAN CAMILO ARBELÁEZ ZAPATA

UNIVERSIDAD EAFIT

MEDELLÍN

JUNIO 2012

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	7
1. SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL COLOMBIANO ...	8
1.1. INTRODUCCIÓN AL MERCADO DE GAS NATURAL COLOMBIANO	8
1.2. CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO ACTUAL DE GAS NATURAL	12
2. EXPECTATIVAS DEL MERCADO DE GAS NATURAL COLOMBIANO	15
2.1. CONDICIONES PARA LA EFICIENCIA DEL MERCADO DE GAS NATURAL	15
2.2. CONDICIONES PARA UN MERCADO TRANSPARENTE Y LÍQUIDO ...	17
3. MERCADOS DE DERIVADOS SOBRE GAS NATURAL EN EUROPA Y ESTADOS UNIDOS	23
3.1. MERCADO DE GAS NATURAL DE ESTADOS UNIDOS	26
3.1.1. La negociación de Gas Natural en el mercado spot	27
3.1.2. La negociación de Gas Natural en el mercado Derivados	29
3.1.3. Cámara central de contraparte	31
3.2. MERCADO DE GAS NATURAL DE EUROPA	32
3.2.1. La negociación de Gas Natural en el mercado spot	32
3.2.2. La negociación de Gas Natural en el mercado de derivados	36
3.2.3. Cámara central de contraparte	40
3.3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL MERCADO DE ESTADOS UNIDOS Y EUROPEO	40
4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PRECIO DE LOS CONTRATOS DE FUTUROS DE GAS NATURAL COMO PREDICTORES DEL PRECIO SPOT DEL ACTIVO.	42

4.1. REVISIÓN DEL MODELO	43
4.1.1. Planteamiento teórico en que se basa el modelo.....	43
4.1.2. Series utilizadas en el estudio	44
4.1.3. Planteamiento metodológico en que se basa el modelo	44
4.2. RESULTADOS ESPERADOS DEL MODELO	46
4.3. RESULTADOS Y ANALISIS DEL MODELO.....	47
4.3.1. Análisis de estacionariedad de las series.....	47
4.3.2. Estimación del vector de cointegración y análisis	49
5. ANALISIS DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	52
6. CONCLUSIONES.....	56
ANEXOS.....	61

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Estructura del sector Gas Natural	9
Figura 3.1. Esquema actual del mercado de gas natural.....	25
Figura 3.2. Producción, Consumo y Precio del gas natural EEUU	27

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Características de los contratos de gas natural negociados en NYMEX31	
Tabla 3.2 Productos de gas natural en el mercado spot EEX.....	34
Tabla 3.3 Productos de gas natural en el mercado spot CEGH.....	35
Tabla 3.4 Productos de gas natural en el mercado de derivados EEX.....	36
Tabla 3.5 Productos de gas natural en el mercado de derivados CEGH.....	37
Tabla 3.6 Ejemplo de proceso de cascada en los contratos de futuros	39
Tabla 4.1 Resultados de la estimación	50

ANEXOS

Anexo 1: Precio Spot y Precio de contratos de futuro Henry Hub Estados Unidos	61
Anexo 2: Precio Spot y Precio de contratos de futuro TTF Holanda	61
Anexo 3: Precio Spot y Precio de contratos de futuro ZEE Bélgica	62
Anexo 4: Precio Spot y Precio de contratos de futuro UK Reino Unido	62
Anexo 5: Resultado Análisis de Estacionariedad	63
Anexo 6: Criterio de decisión rezagos a considerar en el VEC Estados Unidos (HH)	64
Anexo 7: Criterio de decisión rezagos a considerar en el VEC Holanda (FTT)	65
Anexo 8: Criterio de decisión rezagos a considerar en el VEC Bélgica (ZEE)	66
Anexo 9: Criterio de decisión rezagos a considerar en el VEC Reino Unido (UK)	67
Anexo 10: Selección Vector de Cointegración Estados Unidos (HH)	68
Anexo 11: Selección Vector de Cointegración Holanda (FTT)	69
Anexo 12: Selección Vector de Cointegración Bélgica (ZEE)	70
Anexo 13: Selección Vector de Cointegración Reino Unido (UK)	71
Anexo 14: Estimación del vector de corrección de errores (VEC) para Estados Unidos	72
Anexo 15: Estimación del vector de corrección de errores (VEC) para Holanda	72
Anexo 16: Estimación del vector de corrección de errores (VEC) para Bélgica	73
Anexo 17: Estimación del vector de corrección de errores (VEC) para Reino Unido	73

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo es realizar un análisis sobre la factibilidad de implementar un producto de derivados sobre gas natural en Colombia dado el desarrollo del sector y la importancia de este hidrocarburo como fuente alternativa de generación eléctrica.

El gas natural es hoy en día una fuente que circula bajo el suelo de la mayor parte de las ciudades del mundo civilizado; aporta comodidad doméstica y provee a la industria de la energía que necesita. En Colombia el desarrollo de este sector inicia entre 1977 y 1990 con la entrada en funcionamiento del Campo de la Guajira, con la identificación de 400 usuarios residenciales y con importantes hallazgos en el Campo de Cusiana, pero sin duda uno de los eventos más relevantes en el desarrollo del sector gas se da en 1994 con la expedición de la ley 142, con la cual se estableció el régimen de los servicios públicos domiciliarios, buscando mayor participación de los agentes y que una institución, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), regulara y controlara este sector.

En el capítulo 1 del presente trabajo se realiza un análisis de las condiciones actuales del mercado de Gas Natural colombiano. En el capítulo 2 se muestra un estudio de las consultorías realizadas por la CREG, en las cuales se establecen nuevas posibilidades para la organización del mercado de este hidrocarburo en Colombia. En el capítulo 3, se presenta un referenciamiento de los productos de derivados sobre gas natural que se han implementado en otros países. Posteriormente, en el capítulo 4, se realiza un estudio econométrico del precio de los contratos de futuros de Gas Natural como predictores del precio Spot del activo, lo que permite dar luces sobre la eficiencia de los mercados de gas natural en los países consultados. Y por último, en el capítulo 5, se hace un análisis de factibilidad de la implementación de un producto de derivado sobre el gas natural en Colombia. Este trabajo termina con algunas conclusiones y recomendaciones.

1. SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL COLOMBIANO

El desarrollo del sector gas natural en los últimos años ha cobrado mayor fuerza, dada la importancia de este hidrocarburo como fuente alternativa de generación eléctrica, debido a su menor costo y la poca contaminación que éste produce en el medio ambiente. (López y Salazar, 2010:5).

En América, Colombia se destaca en el noveno lugar en la producción de gas natural y cada vez son más las expectativas por las reservas de este combustible, con este capítulo se da un contexto sobre el mercado de gas natural en Colombia, continuando con información acerca de la comercialización del gas y por último una descripción de las barreras que actualmente existen para la maduración del mercado de gas natural.

1.1. INTRODUCCIÓN AL MERCADO DE GAS NATURAL COLOMBIANO

La industria de gas natural en Colombia empezó en los años 70's con el descubrimiento de gas natural en la Guajira. Por lo que se considera un mercado nuevo, con mucho camino por recorrer y posibilidades de tener una mayor planeación. En 1986 con el programa de "Gas para el cambio" se amplió el consumo de gas a las ciudades y se realizó la interconexión nacional, la cual en 1993 fue liderada por Ecopetrol por decisión del Gobierno Nacional. En 1997 con el objetivo que los estratos más necesitados tuvieran acceso al gas natural se creó el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos. Este mismo año se separó el transporte de gas de Ecopetrol y se creó la Empresa colombiana de Gas (EMCOGAS), que después se transformó en la Transportadora de Gas del Interior (TGI), y en el 2010 esta empresa cambió su razón social por Transportadora de Gas Internacional (TGI, también). En el 2003 se establecieron las Estrategias para

la dinamización y consolidación del gas natural en Colombia con el fin de promover el desarrollo energético en todo el país y masificar su uso. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, 20/07/2011)

La cadena de valor del gas natural consiste en las etapas por las cuales pasa este hidrocarburo para poder llegar a los usuarios finales. Éstas se pueden dividir en dos upstream y downstream:

La etapa del “upstream”, comprende las actividades de exploración, producción y transporte de gas natural hasta la cabecera de gasoducto troncal.

El término “Downstream”, corresponde a las actividades relacionadas con la forma como llega el gas natural desde el momento que es inyectado a un gasoducto, y es desplazado hasta el punto de uso final. Este proceso consta de transporte, distribución, comercialización y demanda. (Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, 29/04/2012). La figura 1.1 muestra un esquema general del sector de gas natural.



Figura 1.1. Estructura del sector Gas Natural

Fuente: CREG, 2011

El gas natural consumido en Colombia es producido en gran parte por dos plantas: Chuchupa-Ballena en la Guajira y Cusiana en el interior, y lo restante es producido por pequeñas plantas.

La planta Chuchupa-Ballena tiene un 41% de las reservas de gas natural en Colombia y produce un 65% de gas natural del país y es operada en conjunto por Ecopetrol y Chevron Texaco. En promedio la producción de esta planta es de 695 GBTU por día. Por otra parte, la planta Cusiana tiene un 49% de las reservas de gas natural en Colombia y aporta un 21.7% a la producción nacional de gas natural en el país y es operada por BP Colombia. Esta planta tiene una producción promedio de 226.4 GBTU por día.

El porcentaje restante es producido por plantas pequeñas, entre las cuales están: La Creciente, Payoa y Gibraltar. (Harbord, Pagnozzi y Von Der Fehr 2011:2).

Aunque la Creciente es una planta pequeña, es un pozo de abastecimiento con bastante reserva y también es el tercer pozo en oferta potencial de gas natural con una capacidad máxima de aproximadamente 100 GBTU por día, pero debido a restricciones de transporte produce alrededor 58 GBTU por día.

La demanda de gas natural en Colombia se divide en cuatro categorías: residencial y comercial (19%), industrial (45%), generación de electricidad (24%) y vehículos (12%). La demanda en la costa Atlántica es del 34% y en el interior es del 52%. Mientras que las exportaciones son aproximadamente del 14%. (Harbord, Pagnozzi y Von Der Fehr 2011:3).

Los principales puntos de consumo de gas natural están en las grandes ciudades y en donde se encuentran las plantas térmicas de generación de energía y las refinerías. El mayor comprador en el 2010 de gas fue Petróleos de Venezuela para exportación, seguido por Energía Eficiente, comercializador, luego por las

compañías de distribución Gas Natural y EPM. (Harbord, Pagnozzi y Von Der Fehr 2011:4)

La determinación de los precios es diferente para las dos principales plantas productoras de gas natural. Mientras el precio del gas de la planta de la Guajira se encuentra regulado por la Resolución CREG 119 de 2005, el precio del gas de la planta Cusiana se determina por subastas de mercado.

El Sistema Nacional de Transporte, SNT, está formado por dos principales subsistemas que transportan aproximadamente un 95% del gas que se consume en el país: El primero es el Subsistema de la Costa Atlántica que lo conforman las líneas de Ballena-Barranquilla-Cartagena y Cerromatoso. Éstas pertenecen a la empresa Promigas S.A. E.S.P., la cual cuenta con 2 mil 363 kilómetros de gasoductos a través de los cuales se transporta el 41% del gas natural de Colombia con capacidad de transporte promedio de 420 MPCD (Promigas, 28/04/2012).

El segundo Subsistema es el del interior que lo conforman las líneas de Ballena-Barrancabermeja-Vasconia, Cusiana-Apiay-Bogotá, Cusiana-La Belleza-Vasconia y Vasconia-Mariquita-Cali. Estas líneas pertenecen a la empresa Transportadora de Gas del Internacional TGI S.A. E.S.P. que en la actualidad es la mayor transportadora de gas en Colombia con 3 mil 774 kilómetros de gasoductos, con capacidad de transporte promedio de 420 MPCD. (TGI, 02/05/2012)

El SNT está formado por pequeños subsistemas por los que se transporta el gas a las demás regiones del país, estos son operados por transportadoras de gas de menor tamaño, como se muestra a continuación: Neiva-Hobo operado por Progasur, Yumbo-Cali por Transoccidente., Payoa-Provincia-Bucaramanga operado por Transoriente, Sebastopol-Medellín por Transmetano y el subsistema Tolima operado por Transgastol. (López y Salazar, 2010).

1.2. CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO ACTUAL DE GAS NATURAL

El Ministerio de Minas y Energía a través del Decreto 2100 de 2011 establece las políticas y lineamientos que se debe tener en cuenta para desarrollar el mercado de Gas Natural en Colombia, en cuanto a cómo deben ser los nuevos agentes, los lineamientos tanto para las importaciones como para las exportaciones y la información transparente.

A través de la Resolución CREG 118 de 2011 se establecieron los mecanismos de comercialización para el periodo 2012 - 2013 de acuerdo con las dos clases de pozos que se tiene en Colombia:

- Pozos Precio Máximo Regulado: la comercialización de estos dos pozos se realiza mediante un acto administrativo que realiza priorización.

Los dos pozos que tienen el precio regulado son Ballena y Opón, y tienen el 70% de la producción de gas de Colombia, los cuales se distribuyen de acuerdo a lo establecido en el artículo 32 del decreto 2100 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía:

1. Transportadores que requieren el gas natural para las operaciones de las estaciones compresoras.
2. Distribuidores que requieran el gas natural para la atención de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en su red de distribución, y que tengan vigentes contratos de suministro con pozos con precio regulado.
3. Distribuidores que requieran el gas natural para la atención de sus usuarios industriales regulados y que tengan vigentes contratos de suministro con pozos con precio regulado.

4. Demás distribuidores que requieran el gas natural para la atención de sus usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en su red de distribución.
 5. Demás distribuidores que requieran el gas natural para la atención de sus usuarios industriales regulados.
 6. Agentes que requieran el gas natural para la atención de la demanda de las refinerías.
 7. Agentes que tengan vigentes contratos de suministro y que requieran el gas para la atención de la demanda de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV).
 8. Agentes que tengan vigentes contratos de suministro y que requieran el gas para la atención de la demanda industrial no regulada.
 9. Agentes que tengan vigentes contratos de suministro y que requieran el gas para la demanda de las plantas termoeléctricas a base de gas.
 10. Agentes que no tengan contratos de suministro con los campos con precios regulados y que requieran el gas para: (i) la atención de la demanda de GNCV, (ii) la demanda industrial no regulada y (iii) para las plantas termoeléctricas a base de gas.
 11. Agentes que requieran el gas para exportación.
- Pozos de Precio Libre, no regulado: Actualmente la comercialización se hace a través de contratos bilaterales. Los comercializadores-productores comercializaran la oferta de producción disponible para la venta en firme al Ministerio de Minas y Energía para el periodo 2012-2013.
 - Cuando la demanda es mayor a la oferta se hacen subastas de gas.
 - Cuando la demanda es menor a la oferta se hacen contratos bilaterales.Para el 2012 y 2013 se dio que la demanda es menor a la oferta por lo que la comercialización se hace a través contratos bilaterales con los productores.

De acuerdo al anuncio del Ministro de Minas y Energía en el XV congreso de Naturgas en Cartagena, el gobierno liberará los precios del gas, a partir de enero de 2014. El Ministro explicó que precios libres no es mercado libre sino donde la oferta y la demanda se regulen por subastas, con precios que se ajustan. La liberación de los precios de gas puede anticiparse, pero depende de los productores, ya que los contratos están vigentes hasta el 31 de diciembre de 2013. Según el ministro se debe avanzar en el marco regulatorio de la libertad de precios y la comercialización de las reservas (NATURGAS, 15/04/2012).

Después de hacer un recorrido por el sector gas y las nuevas resoluciones, se observa las siguientes barreras que tiene el mercado de gas natural en Colombia para su maduración:

- La concentración de poder de mercado del sector del gas natural.
- Es un mercado nuevo en el país, por lo que es poco desarrollado.
- La única forma de negociación que tienen los agentes es a través de los contratos bilaterales o por subastas.
- Falta de información para la toma de decisiones por parte de los agentes comerciales impone barreras al mercado.
- No se ha desarrollado el mercado Spot, por lo que no se tiene un mercado secundario organizado.
- No existe un gestor técnico.
- La oferta primaria de gas natural está concentrada en algunos pocos.

En el próximo capítulo se analiza la Circular 031 de 2011, Diseño y Estructuración del Mercado Secundario, Mercados de Corto Plazo y la Administración de los Mecanismos.

2. EXPECTATIVAS DEL MERCADO DE GAS NATURAL COLOMBIANO

Existen algunas consultorías, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), dentro de las cuales están la Circular 030, 031 y 063 de 2011, donde se han establecido nuevas posibilidades para la organización del mercado de gas natural.

La Circular 030 de 2011 analiza el diseño y estructuración de las subastas para firmas y contratos interrumpibles de suministro de gas natural en Colombia, la Circular 031 de 2011 estudia el diseño y estructuración del mercado secundario y por último la Circular 063 de 2011 es una consultoría para la estandarización de los contratos de suministro y transporte de gas natural en Colombia.

En este capítulo se analiza a mayor profundidad la Circular 031 de 2011, Diseño y Estructuración del Mercado Secundario, Mercados de Corto Plazo y la Administración de los Mecanismos, ya que en ésta se establece la organización del mercado de gas natural, condición necesaria para la implementación de productos de derivados sobre el gas natural.

2.1. CONDICIONES PARA LA EFICIENCIA DEL MERCADO DE GAS NATURAL

Inicialmente la Circular 031 de 2011 habla de las políticas y diseño de los objetivos de mercado, en donde establece que los mercados secundarios y de corto plazo ayudan a promover la eficiencia, facilitando el intercambio entre los participantes del mercado, mejorando la liquidez y dando señales de precios confiables para la producción de consumo de corto plazo y las decisiones de largo plazo, promoviéndose así la competitividad del mercado para comerciantes y nuevos participantes.

Aproximadamente el 45% del gas disponible en Colombia es comprado por plantas generadoras de energía y están disponibles para la reventa. Esto evidencia que no hay un mercado organizado secundario o de corto plazo de negociación de gas.

Hay una clara demanda para la creación de mercados más organizados o plataformas de negociación y transporte de gas para productores y consumidores en Colombia, y para mejorar la oferta los productores han expuesto la necesidad de mayor transparencia en la información en los mercados de transacción y capacidad de transporte disponible. (Harbord, Carpenter, Harris y Robinson, 2011:3)

En Colombia el sector gas natural no tiene estructurado un mercado secundario, que se evidencia en las barreras del sector gas natural encontradas en el capítulo anterior, lo cual es una condición necesaria para implementar los derivados sobre el gas. Por lo que a la hora de desarrollar de manera eficiente este mercado se debe evaluar y valorar los siguientes atributos:

- Información: transparencia y apertura de los mercados facilitan la eficiencia dando información de precios y disponibilidad de recursos.
- Liquidez: un mercado líquido con transacciones activas podría proveer señales de precios que reflejen mejor el balance de la oferta y la demanda.
- Competitividad en el mercado: Grandes empresas podrían usar ventajas de información para obtener posición dominante en el mercado, desanimando pequeños jugadores. Se debería regular el mercado secundario para restringir las negociaciones de las grandes empresas.
- Coordinación entre la producción y el transporte de gas: es importante que haya relación entre la disponibilidad y la administración de la capacidad de transporte de gas y la liquidez de la negociación del mercado secundario.

- Costos de Transición: Que los costos sean tangibles, que estén asociados con los derechos y obligaciones de reasignación bajo la existencia de contratos de largo plazo y el posible incremento en la percepción del riesgo regulatorio. La producción y el transporte de gas es una inversión irreversible, el valor económico de esto es vulnerable a los cambios en las leyes regulatorias.
- Costos en marcha: el inicio de nuevos mercados implica altos costos. En la marcha los costos deberían ser proporcional a los beneficios.

Todos estos atributos van a promover la eficiencia facilitando el intercambio entre los participantes del mercado, mejorando la liquidez del mercado y proporcionando señales de precio más confiables tanto para la producción de corto plazo como el consumo, además de las decisiones de inversión de largo plazo.

2.2. CONDICIONES PARA UN MERCADO TRANSPARENTE Y LÍQUIDO

Para desarrollar un mercado secundario transparente y líquido para la capacidad de transporte en Colombia se debe tener en cuenta los enfoques propuestos en la Circular 031 de 2011 de la CREG, los cuales buscan presentar una serie de reformas a lo establecido actualmente y aumentar el grado de intervención. A continuación se hará una pequeña descripción de los enfoques mencionados anteriormente:

- **Evolución gradual del mercado:** La oferta de gas o los contratos de commodities en el mercado (corto plazo o secundario) podrían ser estandarizados para hacer un contrato bilateral mas practico y de bajo costo. Las condiciones de todos serían idénticos, y habría un menú estándar de duración de los contratos.

Los contratos con una duración estándar y una fecha de inicio solamente necesitarían especificar las partes, el precio, la cantidad y un punto de llegada. Los productos podrían ser especificados siguiendo consultas con la industria, y con el tiempo nuevos productos podrían ser introducidos.

Las subastas de gas o ventas bilaterales pueden continuar como hoy pero estandarizando el producto, siendo así estas subastas más populares y sería más fácil revender el gas comprado en el mercado secundario o de corto plazo.

Un operador de mercado establecería los datos a publicar sobre las cantidades y precios de las transacciones en el mercado secundario de gas, publicando lo transado por cada tipo de contrato estandarizado sin ir al detalle de las transacciones individuales y anunciaría las noticias que impacten el precio del gas.

Se tendrían boletines electrónicos, los cuales publicarían información para facilitar el intercambio o la negociación en la capacidad de transporte.

- **Negociación OTC y desarrollo de puntos de negociación:** Mantiene las características del punto 1, introduce diseño de regulación para desarrollar y promover un OTC más líquido y transparente, a través de:

Los puntos de entrega de los contratos podrían estandarizarse parcialmente.

El operador de mercado creará un boletín donde los negociadores pondrán sus demandas y ofertas de los productos de gas estandarizados.

La capacidad de transporte puede venderse simultáneamente con los contratos de gas.

La CREG debería poner un líder de la negociación del gas, con el objetivo que actúe como un hacedor de mercado definiendo la venta de un volumen

especifico de gas. El hacer de mercado ofrecería para la venta un volumen mínimo de gas a un precio publicado diariamente, mientras simultáneamente ofertan para comprar gas a un precio más bajo.

- **Intercambio de Gas:** Incluye a la opción 2 el intercambio, el cual podría reemplazar la plataforma de comercialización de OTC.

El operador de mercado podrá conocer cuales vendedores tienen la obligación de entregar un volumen de gas contratado en el lugar especificado, y conocer cuáles son los compradores que recibirán, pero los compradores y vendedores no conocerán los contratos pactados entre ellos. Este anonimato protege la confidencialidad del comerciante. El operador de mercado podrá subcontratar o delegar el intercambio a una tercera parte.

Solo los miembros del intercambio podrán comercializar, y para convertirse en un miembro necesitaría alcanzar un crédito mínimo. Se requiere que los comerciantes presenten garantías para respaldar las diferencias entre el precio acordado y el forward del producto.

Se podría publicar los precios y los volúmenes de cada uno de los productos negociados cada día. La misma variedad de productos podría ser transado en el intercambio como en el mercado OTC.

- **Punto único de intercambio o centro físico:** Concentrar la actividad de comprar y vender en un simple lugar o en algunos puntos.
 - 1) Un centro físico y un contrato de recorrido de vuelta: Lugar que se convierte en el centro de distribución de todos los contratos de gas en el mercado secundario, este lugar podría ser Ballena (donde el gas podría entregarse por las dos principales redes de tuberías) o podría ser Vasconia (en las dos ramas principales de la interconexión del sistema de TGI).

La introducción de esta concentración genera la duda inmediatamente de ¿cómo productores de otros lugares pueden poner su gas allí? Una solución es el recorrido de vuelta, el cual podría nominar a un productor para transportar en gas a través del flujo físico de gas.

- 2) Sin locación específica: Una forma simple de promover liquidez en el mercado y facilitar las transacciones eficientes de swap podría ser negociar en un intercambio especificando cantidad, duración y precios, pero no un punto de entrega. Sería similar a un punto virtual de comercialización.

Los compradores de gas estarían forzados a negociar los contratos antes de conocer de dónde viene el gas. Por lo tanto los compradores necesitarán asegurar que tienen suficiente transporte para cada cantidad del punto de consumo.

- 3) Generalidades: Un centro físico y un contrato de recorrido de vuelta son inconsistentes con la transmisión punto a punto y envuelve transportistas y productores en arreglos de transporte de ficción de la capacidad de compra.

Contratos sin locación específica crearía incertidumbre sobre los costos de transporte y podría requerir recontratar frecuentemente transportistas de acuerdo a la capacidad de transporte.

Una solución podría ser conectar los dos gaseoductos a Ballena, por lo que el gas podría fluir físicamente en el interior de la costa norte, interconectando el mercado de gases en Colombia.

- **Entrada y Salida y Punto de comercialización virtual**

Alentando la liquidez del mercado y promoviendo oportunidades de comercialización, una medida podría ser el caso entrada y salida, que consiste en comprar el derecho de transportar gas del punto A al B en la red, compradores compran el derecho de inyectar una cantidad determinada de gas en A, separadamente, retirar cierta cantidad en el punto B.

Un vendedor puede inyectar gas en el sistema y venderlo a cualquier comprador que tiene el derecho de retirar gas del sistema. Se conectan los compradores y vendedores con bajos costos de transacción, y se da un punto virtual de transacción.

Si se escoge el primer enfoque, evolución gradual del mercado, se requerirá la introducción de pocos cambios a la regulación, mientras que si se escoge el último, entrada, salida y punto de comercialización, se necesitará cambios grandes en la regulación, adicionalmente se tendría que organizar el mercado actual.

Cada enfoque va cogiendo cosas del enfoque completamente anterior, por lo que se puede concluir que el último enfoque incluye todas las características de los anteriores y nuevos elementos.

En términos generales, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, está buscando que Colombia tenga un mercado organizado y un mercado secundario, ya que propone todas las formas para desarrollar uno eficiente, transparente y que permita a todos los participantes tener información confiable.

En el siguiente capítulo se analiza las experiencias internacionales en el mercado de gas natural, donde se puede evidenciar a mayor detalle la importancia de un mercado organizado con un precio definido por la oferta y la demanda como la

base para que pueda existir un mercado de derivados de gas natural que responda a las necesidades de los coberturistas y especuladores de mercado, por lo que se considera importante conocer hacia donde apunta el mercado de gas natural en Colombia a la hora de pensar en la existencia de un mercado de derivados del activo.

3. MERCADOS DE DERIVADOS SOBRE GAS NATURAL EN EUROPA Y ESTADOS UNIDOS

En muchos países del mundo el mercado de gas natural es todavía regulado. El grado de regulación difiere de país en país y es por tanto que hoy no existe un precio del gas natural de referencia mundial. Sin embargo, existen experiencias en países como Estados Unidos, Alemania, Reino Unido, Bélgica, Noruega, Dinamarca, Suecia, Finlandia, entre otros, donde el mercado actúa por las fuerzas de la oferta y la demanda, y por tanto, los precios del gas natural son competitivos y permiten no sólo la negociación física del activo sino que además motivan la negociación de instrumentos financieros derivados, siendo mercados eficientes con información confiable para los negociadores.

Este capítulo pretende mostrar la experiencia de estos mercados en torno al desarrollo del mercado de derivados sobre este activo, teniendo como referencia los siguientes:

- El mercado de Estados Unidos, el cual es el primer país en lanzar un contrato de futuros sobre gas natural hacia el año de 1990, el **Henry Hub Natural Gas**. Este contrato se negoció inicialmente a través del New York Mercantile Exchange (NYMEX), el cual es el líder actualmente en cuanto al nivel de transacciones de este activo en el spot y en la gestión de su riesgo (Natural Gas 15/03/2012).
- El **European Energy Exchange (EEX)**, opera en Europa. Tuvo su lanzamiento en el 2010 con un producto en el spot con negociación intradiaria, lo que ha permitido que la liquidez del mercado spot se haya incrementado significativamente desde su creación. Cuenta además con un mercado de derivados, en donde son transados contratos de futuros sobre gas natural con vencimientos mensuales, trimestrales, semestrales y anuales (European Energy Exchange, 25/02/2012).

- **El CEGH Gas Exchange**, opera también en Europa. El mercado spot Wiener Boerse AG comenzó a operar el 11 de diciembre de 2009, este mercado usa el operador y la infraestructura de Europa central para la liquidación física de los contratos de gas. En diciembre 10 del 2010 empezó a operar el mercado de derivados, Wiener Boerse Futures Market (CEGH GAS Exchange, 23/02/2012).
- **APX ENDEX**, es el mercado anglo holandés de intercambios de energía que opera el spot y el mercado de derivados de electricidad y de gas natural en Holanda, el Reino Unido y Bélgica. Se estableció en 1999, y tiene aproximadamente 340 miembros de más de 15 países.

El APX Endex cuenta con 3 mercados spot de gas natural, el APX Gas NL - Capacity & Commodity, el cual se estableció en el 2005 como el primer mercado de gas independiente en Europa continental, APX Gas UK se estableció en 1999 como un mercado de commodities de negociación diaria, APX Gas ZEE - se estableció en el 2005 como el segundo mercado independiente de intercambio de gas en Europa continental (APX-ENDEX – Gas & power trading, clearing, data Making markets work, 26/02/2012).

- **El Nasdaq OMX Commodities**, es el mercado financiero de energía para Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia. Antes de noviembre del 2010, este mercado de derivados era conocido como Nord Pool, el cual era el mercado de derivados de energía más grande en la Unión Europea hacia el año 2008 (Nasdaq OMX Commodities Europe , 25/02/2012).

Para Estados Unidos y los países europeos mencionados, el mercado de gas natural, antes de la desregulación del precio del activo, era limitado y con pocas opciones para la entrega. Esto se daba porque el esquema de comercialización se centraba en un productor que se encargaba de extraer el gas, y una compañía que

distribuía el gas para llevar este producto al consumidor final. Posterior a la desregulación de estos mercados, se habla entonces de un esquema, como puede observarse en la figura 3.1, donde el productor puede interactuar con el vendedor, distribuidor o consumidor, y todos ellos entre sí, además de contar con una relación transversal constante con el transportador de este producto lo que facilita la fluidez y liquidez del mercado.

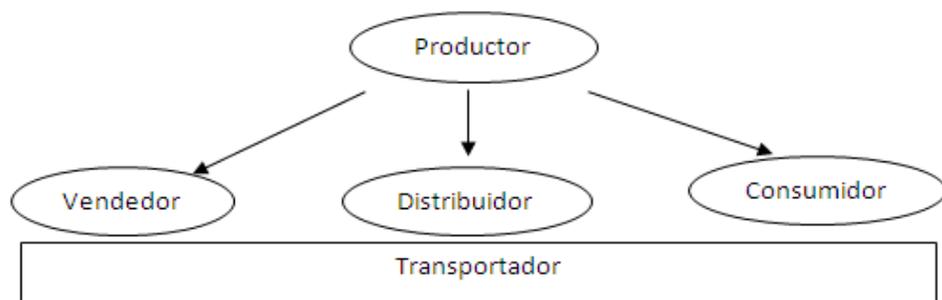


Figura 3.1. Esquema actual del mercado de gas natural

Fuente: NATURALGAS, 15/03/2012

Dada la evolución de estos mercados y lo enriquecedora que puede ser su experiencia para Colombia, en las próximas secciones se pretende hacer un recorrido más profundo en aspectos que permitirán inferir sobre el mercado spot y de futuros del gas natural a nivel mundial. Esta referenciación internacional, permite ofrecer una propuesta más sólida para Colombia, en cuanto a un esquema de mercado de gas natural en el spot y en el mercado de derivados, a la luz de las expectativas que el regulador y los diferentes agentes de este sector tienen en la actualidad.

Este capítulo se divide en dos partes. La primera corresponde a una descripción de las características principales de los mercados de gas natural en Estados Unidos, y la segunda parte corresponde a los mercados de gas natural europeos.

Como punto de partida para cada mercado se realiza una breve descripción del spot, conocido éste como el lugar donde se realiza las transacciones del gas natural al precio actual y en donde la entrega se realiza de manera inmediata. Posteriormente se describe el mercado de derivados, en el que se compran y venden contratos para la entrega futura del gas natural a un precio determinado, los cuales permiten disminuir el riesgo de mercado para las partes que toman posiciones. Y por último se realiza un recorrido por los aspectos generales de la cámara central de contraparte, la cual se encarga de registrar, liquidar y compensar las operaciones de contado o a plazos efectuadas en la bolsa por los comisionistas.

3.1. MERCADO DE GAS NATURAL DE ESTADOS UNIDOS

En 1989 se da la desregulación del precio del gas en Estados Unidos, lo que permitió la transformación del mercado de gas natural. Según la administración de información de energía para Estados Unidos, EIA¹, en el país hay alrededor de 6.000 productores de gas natural, en el que año tras año la implementación de tecnología ha permitido el incremento de la producción, hay alrededor de 500 plantas de procesamiento responsables del tratamiento y la extracción de gas natural, 123 centros de almacenamiento y 1.200 compañías de distribución.

Analizando la producción y el consumo con datos mensuales desde enero del 2001 a diciembre 2011 suministrados por el centro de administración de información de energía para Estados Unidos, EIA, y como se puede observar en figura 3.2, se encuentra que en el mercado de gas natural el precio refleja la respuesta de la oferta a la demanda. Cuando la demanda del gas incrementa, los

¹ La compañía EIA, administración de información de energía para Estados Unidos, se encarga de recolectar, analizar y difundir de forma independiente e imparcial información de energía en cuanto a producción, demanda, importación y exportación, precios. Lleva 34 años en el mercado y cuenta con un personal especializado dedicado solo a estadísticas y análisis de energía. La información se encuentra en: www.eia.gov.

productores responden incrementando su capacidad de extracción y producción, por lo tanto con el tiempo se presenta un incremento en la producción. Sin embargo este incremento no es inmediato, dado todo el proceso que se requiere para extraerlo y comercializarlo, por lo tanto toma su tiempo ajustar la oferta ante un incremento de la demanda y por ende los precios. Se puede hablar de un comportamiento cíclico de corto plazo de la demanda, ante la cual los precios responden en el corto plazo, con una producción con comportamiento más estable y que se ajusta en el largo plazo ante los cambios de la demanda.

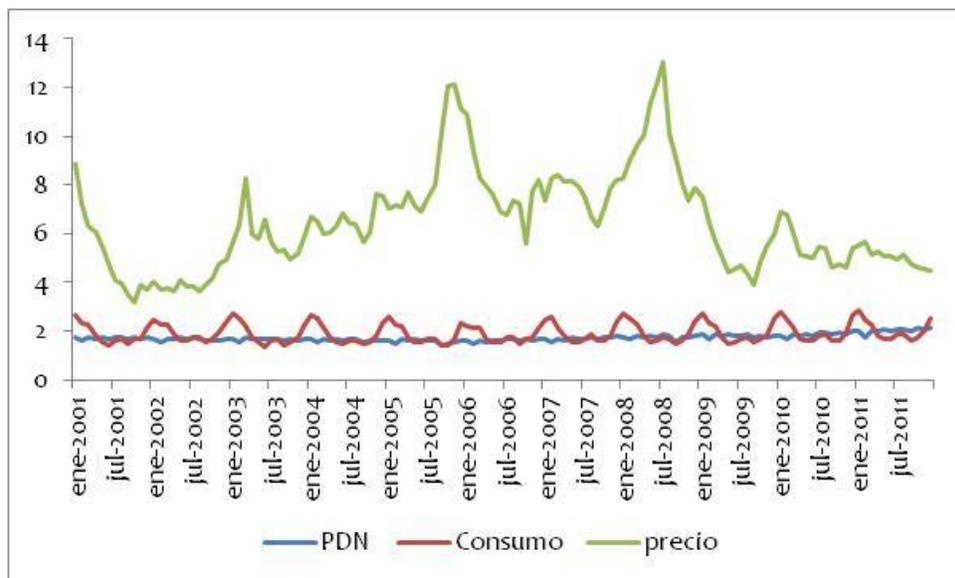


Figura 3.2. Producción, Consumo y Precio del gas natural EEUU

Fuente: EIA, 20/03/2012

3.1.1. La negociación de Gas Natural en el mercado spot

El mercado spot de Gas Natural se define como la interacción de compradores y vendedores con el fin de negociar el activo, donde esta interacción de los agentes en torno al gas natural determina incrementos y disminución del precio del activo.

Este mercado es caracterizado por ser un mercado físico, donde los commodities son vendidos y entregados al comprador inmediatamente. La diferencia principal con el mercado de futuros es que la entrega del activo es inmediatamente a cambio de algo. Este mercado está influenciado por la oferta y la demanda, pero las expectativas no entran a jugar un papel importante en este mercado como si lo hacen en el mercado de futuros.

Este mercado está compuesto por las transacciones del gas natural realizadas entre compradores y vendedores alrededor del mundo. La negociación puede ocurrir 24 horas del día los 7 días de la semana.

Los comercializadores de este mercado garantizan liquidez y transparencia en el mercado de gas natural. Esta comercialización debe incluir el transporte, almacenamiento, contabilidad y lo necesario para facilitar la compra y venta del gas.

Las especificaciones de los contratos de negociación física en general son: el comprador y el vendedor, el precio, la cantidad de gas natural a ser vendida, el punto de entrega y otras condiciones. El mayor volumen de negociación ocurre en la última semana de cada mes. Esta se conoce como “semana bid”, mientras que el promedio de precios establecido durante la “semana bid”, son usados comúnmente como los precios de los contratos físicos. (Natural Gas, 15/03/2012).

Los principales tipos de contratos de negociación física son (Natural Gas, 15/03/2012):

- **Contratos Swing**, usualmente son contratos de corto plazo correspondientes a plazos entre un día y un mes. En este contrato tanto compradores como vendedores acuerdan que ninguna parte es obligada a entregar o a recibir el volumen exacto especificado. Estos contratos son los más flexibles.

- **Contratos de Carga Base**, usualmente son contratos de corto plazo entre un día y un mes. Ni el comprador ni el vendedor son obligados a entregar o a recibir un volumen exacto. Sin embargo, es acordado que ambas partes intentarán entregar o recibir un volumen específico en una base de mejores esfuerzos. Adicionalmente ambas partes, generalmente, acuerdan no finalizar el contrato debido a los movimientos del precio de mercado.
- **Contratos Firme**, ambas partes están legalmente obligadas tanto a entregar como a recibir la cantidad de gas especificada en el contrato.

3.1.2. La negociación de Gas Natural en el mercado Derivados

El mercado financiero del gas natural está compuesto por las transacciones que envuelven instrumentos financieros, basados en el alza del precio del gas natural, pero que no resulta en la entrega física del activo.

Este mercado consiste en transacciones de futuros, opciones, swaps e instrumentos financieros similares que se basan en los movimientos de los precios de gas natural. El mayor volumen de estas transacciones ocurre en NYMEX, mercado de contratos de Estados Unidos que ofrece este tipo de productos, sujetos a las normas y reglamentos (Natural Gas, 15/03/2012).

Como en todos los mercados de commodities, la volatilidad del precio de gas natural hace que sea necesario el uso de los derivados financieros para cubrir el riesgo del movimiento del precio. Los compradores y vendedores usan los derivados para reducir el riesgo del precio, mientras que los especuladores asumen un mayor riesgo por ganancias en la variación del precio del gas natural.

Henry Hub en Louisiana es el principal punto de entrega para la fijación del precio de gas natural de los contratos de futuros, y es uno de los muchos centros de mercado de gas natural físico en los Estados Unidos.

Los titulares de contratos de futuros al momento de la liquidación del contrato están obligados a comprar o vender la cantidad de gas natural de acuerdo al contrato en el siguiente mes en Henry Hub. Los contratos de futuros aseguran los precios para un periodo futuro, pero esto no necesariamente refleja el precio actual al cual podría ser el del mercado físico (Natural Gas, 15/03/2012).

Los precios del gas natural son determinados por las condiciones de la oferta y la demanda, es decir los precios no son regulados, como se describió al inicio del capítulo.

En la Tabla 3.1 se detallan las características de los contratos más relevantes del mercado físico y de derivados de gas natural negociados en Estados Unidos. En la primera columna está el nombre de cada uno de los contratos que actualmente se negocian en el New York Mercantil Exchange; seguido del lugar donde se negocian; posteriormente se observan las unidades en MMBTU, unidad de medida usada para denotar la cantidad de energía y en este caso de gas natural, que se negocian por cada contrato; el precio está dado en dólares sobre MMBTU para todos los contratos y se especifica a continuación cual sería el precio mínimo de incremento y el precio de fluctuación que en general es 3 MMBTU; la última columna de la tabla muestra si el contrato se negocia en el mercado spot o en el mercado de derivados, donde se describen dos contratos negociados en el spot y cinco en el de derivados.

Tabla 3.1 Características de los contratos de gas natural negociados en NYMEX

Contratos	Lugares	Unidades de los contratos (MMBTU)	Unidad del precio	Mínimo precio de incremento (MMBTU)	Precio de fluctuación (MMBTU)	Tipo de Liquidación
NG Gas Natural Henry Hub	CME Clear port CME Globex Open Outcry	10.000	USD / MMBTU	0,001	3	Física
MNG Hnry Hubo Gas Natural		2.500		0,001	2,5	Física
HH Henry Hub Gas Natural		10.000		0,001	3	Financiera
HP Henry Hub Gas Natural		10.000		0,001	3	Financiera
QGE Henry Hub Gas Natural		2.500		0,005	3	Financiera
NP Henry Hub Gas Natural		2.500		0,001	3	Financiera
NN Henry Hub Gas Natural		2.500		0,001	3	Financiera

Fuente: CME Group – Futures & Options Trading for risk Management, 01/03/2012

3.1.3. Cámara central de contraparte

La cámara de compensación de este mercado es la CME Clearing, conocida como la cámara de compensación más grande del mundo. Esta Cámara gestiona el 90% de todos los contratos de futuros en Estados Unidos.

Todos los miembros de un negocio de gas natural están obligados a realizar sus operaciones a través de la cámara de compensación y a depositar en ésta una suma de dinero (en base a los requerimientos de margen de intercambio de información) que sea suficiente para cubrir el saldo deudor.

La cámara de compensación es la responsable de todos los miembros de los negocios, para dar cumplimiento a los contratos, por lo tanto al actuar como contraparte de cada operación el riesgo casi que desaparece, dada la exigencia de garantías de cumplimiento entre las partes.

En el mercado de gas natural de Estados Unidos se observa, en general, que es un mercado con muchos años de experiencia, donde la organización del mercado físico, se manifiesta en liquidez y transparencia con un punto virtual de entrega claramente definido, ha permitido la proyección del negocio de gas natural,

creándose el mercado de derivados con la comercialización de varios contratos de futuros y con una gran innovación en productos que han dado respuesta a las necesidades de los participantes del mercado.

3.2. MERCADO DE GAS NATURAL DE EUROPA

Según información de la “British petroleum BP”, compañía de energía que se dedica a la extracción de petróleo y gas natural con sede en el Reino Unido, se encuentra que el precio responde a la oferta, manejando en el largo plazo una tendencia similar al de la producción, con un alto nivel de importaciones y exportaciones.

Para Europa la historia del mercado de derivados de Gas natural es más reciente que en Estados Unidos, pues la introducción de este mercado se presentó alrededor del año 2000.

Los mercados consultados para Europa fueron el European Energy Exchange de Alemania, el CEGH Gas Exchange de Austria, el APX Endex en Holanda, Reino Unido y Bélgica y el Nasdaq OMX commodities para Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia.

3.2.1. La negociación de Gas Natural en el mercado spot

En general, la negociación para este mercado es realizada anónimamente, es decir, la entidad no se muestra en pantalla comercial para el participante en el mercado, ni es divulgada en la confirmación de la negociación.

Los contratos de gas natural en estos mercados son transados 24 horas, 7 días a la semana. La base para los contratos spot de gas natural es la entrega o la obtención del gas a una tasa constante bajo una negociación continua.

Los participantes de este mercado en la Cámara de Riesgo Central de Contraparte son:

- Los miembros liquidadores: tienen acceso a la Cámara, y sobre el cual se acreditan y debitan las cuentas respectivas con el fin de compensar, liquidar y garantizar las operaciones que se hayan celebrado en la bolsa, en el Mercado Mostrador o cualquier otro mecanismo autorizado por la Cámara.
- Los miembros no liquidadores: tienen acceso directo a la Cámara, pero las liquidaciones con la misma se hacen a través de los miembros liquidadores.

En el *European Energy Exchange* los productos de gas natural en el mercado spot son generalmente contratos tipo día, fin de semana e intradiario, como se puede observar en la Tabla 3.2. En esta Tabla, se describen las características de cada contrato, en la primera columna se observa el nombre de cada producto, seguido del volumen del contrato que va de 1MW y 10 MW, días de negociación, entregas por día, la nominación del precio EUR/MWh y el cambio en el precio mínimo que es de 0.001 EUR / MWh, características que son constantes para todos los productos, y por último se encuentra los periodos comercializables de entrega para cada producto.

Tabla 3.2 Productos de gas natural en el mercado spot EEX

Productos	Volumen del Contrato	Días de Negociación	Entregas por día	Precio	Cambio en el Precio Mínimo	Periodos comercializables de Entrega			
Contratos de Gas Natural día	1MW	Lunes a Domingo	24MWh	EUR / MWh	0,01 EUR / MWh	los contratos podrán ser transados en 2 días, cada contrato podrá ser transado dos días hábiles bursátiles inmediatamente anteriores al periodo de entrega			
	10MW	Lunes a Domingo	240MWh						
Contratos de Gas Natural fin de semana	1MW	Sabado y Domingo	48 MWh						
	10MW	Sabado y Domingo	480 MWh						
Contratos de Gas Natural entredía	1MW	durante el día							los contratos podrán ser transados todos los días de intercambios comerciales

Fuente: European Energy Exchange, 25/02/2012

En la Tabla 3.3, se describen los tipos de contratos que existen para el *CEGH*, que son contratos día adelantado con característica de se Carga Base, es decir, contratos de corto plazo entre un día y un mes, donde ni el comprador ni el vendedor son obligados a entregar o a recibir un volumen exacto, aunque ambas partes, generalmente, acuerdan no finalizar el contrato debido a los movimientos del precio de mercado. El tamaño mínimo de negociación es 10 MWh y el precio se denomina en EUR / MWh.

Tabla 3.3 Productos de gas natural en el mercado spot CEGH

Productos	Tipo de producto	Minimo tamaño de Negociación	precio
contratos día adelantado - Contract Baumgarten	Carga de Base	10 MWh	EUR / MWh
contratos día adelantado - Contract Oberkappel			

Fuente: CEGH GAS Exchange, 23/02/2012

En el APX se cuenta con tres mercados spot en Holanda, Bélgica y Reino Unido. En Holanda los productos son intradiarios, diarios y de fines de semana, cuando el volumen de negociación es 18,000 MWh se habla de contratos intradiarios y del día siguiente y cuando dicho volumen es de 36,000 MWh se trata de contratos de fines de semana. En Reino Unido los contratos son diarios e intradiarios, el volumen transado esta dado en Therms, factor usado por las compañías de gas para convertir el volumen de gas usado con su equivalencia calorífica y así calcular la energía utilizada, y el precio en libras. En Bélgica los productos son diarios e intradiarios, su nominación del precio es Libras / Therm.

Para estos mercados de Europa los precios de referencia diario son promedio ponderado de los precios a través de todas las transacciones comerciales del último día de negociación antes de la liquidación física y los precios de liquidación diario son determinados para los contratos diarios de gas natural en el mercado spot.

Después que termina la transacción todos los contratos de fin de semana se sustituyen por dos contratos día, cuya entrega en su conjunto corresponden al contrato de fin de semana.

Las transacciones en el spot se liquidan mediante la entrega del gas natural por parte del vendedor al comprador y el pago de dinero del comprador al vendedor. Las cantidades entregadas se liquidan financieramente entre la cámara y el participante de comercio a través de los miembros de compensación en el día de entrega.

3.2.2. La negociación de Gas Natural en el mercado de derivados

En el mercado de futuros de gas natural la entrega u obtención del gas es posible por la existencia de un punto de comercio virtual entre las áreas de mercado. Entre los miembros del mercado se encuentran productores, compañías de distribución, instituciones financieras, entre otros.

Los contratos de futuros más comunes son con vencimiento mensual, trimestral, semestral y anual. El mercado de derivados *EXX*, como se observa en la tabla 3.4, tiene para todos sus productos un tamaño mínimo de 10 MW para todos los productos y un precio nominado en EUR/MWh, con un cambio en el precio mínimo de 0,01 / MWh.

Tabla 3.4 Productos de gas natural en el mercado de derivados EEX

Productos	Días de entrega	Volumen de los contratos	Tamaño mínimo del Lote	Nominación Precio	Cambio en el Precio Mínimo	Precio por volumen de contrato	Periodos comercializables de Entrega
Futuro Mensual	30	720 MWh	10 MW	EUR / MWh	0,01 /MWh	7,20 EUR	Los respectivos siguientes 6 meses.
Futuro Trimestral	91	2,184 MWh				21,83 EUR	Los respectivos siguientes 6 trimestres.
Futuro Semestral	182	4,368 MWh				43,68 EUR	Las respectivas siguientes 4 estaciones.
Futuro Anual	365	8,760 MWh				87,60 EUR	Los respectivos siguientes 6 años

Fuente: European Energy Exchange, 25/02/ 2012

En el *CEGH*, tal como se observa en la Tabla 3.5, se detallan las características de los contratos. Al igual que en el EEX el tamaño mínimo de lote es 10 MWh y la nominación del precio está dada en EUR/MWh, para este mercado de derivados el cambio en el precio mínimo es 0,025 / MWh.

Tabla 3.5 Productos de gas natural en el mercado de derivados CEGH

Productos	mes	Volumen de los contratos	Tamaño mínimo del Lote	Nominación Precio	Cambio en el Precio Mínimo
contratos de futuros con entrega en Baumgarten	enero, mayo, julio, agosto,	7,440 MWh	10 MWh	EUR/MWh	0,025 /MWh
	marzo	7,430 MWh			
	abril, junio,septiembre,	7,200 MWh			
	octubre	7,450 MWh			
	febrero	6,720 MWh			
	febrero (bisiesto)	6,960 MWh			

Fuente: CEGH GAS Exchange, 23/02/2012

Para el European Energy Exchange, EEX, los periodos comercializables de entrega de cada contrato de futuros tienen varios periodos en que puede transado. Como máximo, los plazos de entrega negociables comprenden el respectivo mes que está corriendo en relación a la base de contrato de futuro. El número exacto de periodos comercializables de entrega es determinado por el consejo de administración de la bolsa.

En la fecha de vencimiento, todas las posiciones se entregan físicamente. La contraparte que quiere tomar su posición en la entrega física, necesita tener todos los acuerdos con el respectivo operador o haber entrado en un acuerdo de tercera parte que actúe como un agente en nombre de la contraparte.

La contraparte que no quiera estar envuelto en una entrega física, podrá firmar un acuerdo de cierre con la casa de compensación. En este acuerdo, la contraparte asegura que éste va a cerrar todas las posiciones abiertas antes de la fecha de vencimiento.

El volumen de los contratos de gas natural es calculado sobre la base del número de los días de entrega durante el periodo de entrega y la cantidad de gas natural que se suministra a diario. El precio de liquidación se establece en cada día de operaciones de cambio.

Las transacciones en el mercado de derivados se hace cuando cada día, el mercado, sea European Energy Exchange, El CEGH, El APX ENDEX o NASDAQ OMX commodities, especifica el precio de liquidación en línea con el precio actual de mercado de un determinado contrato de futuros. El cambio en el valor de la posición de futuros, el cual resulta del cambio en el precio de liquidación el último y el actual día de operaciones

El valor de una posición de futuros se calcula (European Energy Exchange, 2012):

Contratos x volumen del contrato x precio de liquidación.

El precio de liquidación final de futuros anuales, semestrales y trimestrales está determinado el último día de transacción y es definido por el valor de la posición en cascada.

En el caso de los futuros mensuales el precio de liquidación constituye la base de la liquidación de la entrega del gas natural.

Proceso de cascada en los contratos de futuros

Los contratos de futuros de Gas natural son liquidados en cascada, lo cual significa que los contratos de futuros con largos periodos de entrega son

reemplazados por sus equivalentes contratos de futuros con cortos periodos de entrega en el último día de comercialización.

Tres días de negociación antes del inicio del plazo de entrega cada posición es reemplazada por su equivalente.

Las posiciones se cierran en el precio de liquidación final para el futuro anual o trimestral, y el futuro de las nuevas posiciones equivalentes con periodos de entrega más cortos se abre en este precio final de liquidación por lo que se incurre en márgenes de variación. Se puede observar un ejemplo de este proceso en la Tabla 3.6, donde se describe el proceso cascada en la liquidación de los contratos de futuro, partiendo de un futuro anual, y como este se va en cascada hasta llegar a liquidarlos en contratos de futuros mensuales acorde al vencimiento. (European Energy Exchange, 25/02/2012)

Tabla 3.6 Ejemplo de proceso de cascada en los contratos de futuros

Posición abierta en	Enero	Abril	Julio	Octubre
Futuro Anual	3 futuros mensuales para la entrega de los meses enero a marzo			
	1 futuros trimestral para la entrega del segundo trimestre	3 futuros mensuales para la entrega de los meses abril a junio		
	1 futuro semestral para la entrega del ultimo sesmtre.	2 futuros trimestral para la entrega del 3 y 4 trimestre	3 futuros mensuales para la entrega de los meses julio a septiembre	3 futuros mensuales para la entrega de los meses octubre a diciembre

3.2.3. Cámara central de contraparte

La cámara central de contraparte proporciona protección contra riesgos de incumplimiento y salvaguarda segura y eficientemente la liquidación de las operaciones en el mercado spot y de derivados.

La cámara central de contraparte de Europa es ECC para los mercados EEX y CEGH, para el APX ENDEX es ella misma y para el Nasdaq OMX commodities es el Nasdaq OMX Stockholm AB. La estructura de compensación consiste en la entidad de contrapartida central y los miembros de compensación.

Lo más importante de la compensación es proveer a los miembros con rapidez y efectividad la liquidación después de llevar a cabo una negociación en el Mercado. Al mismo tiempo reduce el riesgo financiero para el intercambio de los miembros.

Esta estructura garantiza el cumplimiento de todas las transacciones y su funcionamiento consiste en que los participantes liquidan sus operaciones comerciales con un miembro de compensación, mientras los miembros de compensación transan sus operaciones con la cámara. Todos los miembros deben presentar garantías, las cuales pueden ser dinero o cartas de crédito, por el exceso de riesgos que se tienen en todo momento (European Energy Exchange, 25/02/2012).

3.3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL MERCADO DE ESTADOS UNIDOS Y EUROPEO

En general de la experiencia internacional se encuentra que la desregulación del precio del gas natural ha permitido una estructura donde el productor puede interactuar con el vendedor, distribuidor o consumidor de forma directa y ellos entre sí, por lo que se habla de un mercado menos limitado, con más opciones para la comercialización del activo, con la existencia de puntos de comercio virtual

y consolidación de mercados eficientes donde se deja interactuar la oferta y la demanda.

Para la negociación del gas natural en el spot se habla de una negociación 24 horas al día, 7 días de la semana donde la base es la entrega y una negociación continua gracias a puntos de comercio virtual, garantizando a los comercializadores liquidez y transparencia del mercado.

El mercado de derivados de gas natural, según los mercados analizados, tiene vencimientos mensuales, trimestrales, semestrales y anuales, donde el volumen es determinado sobre la base del número de días de entrega durante el periodo de entrega y la cantidad de gas natural que se suministra a diario. Con el mayor volumen de transacciones de derivados financieros en el NYMEX, pero con un gran camino recorrido por parte del continente Europeo en el mercado de derivados de gas natural, se tiene mucho que aprender de la experiencia de estos mercados para la creación de un mercado de derivados de gas natural en Colombia.

4. ANÁLISIS ECONÓMTRICO DEL PRECIO DE LOS CONTRATOS DE FUTUROS DE GAS NATURAL COMO PREDICTORES DEL PRECIO SPOT DEL ACTIVO.

En el recorrido por la experiencia internacional se muestra que hoy existen mercados con trayectoria tanto en negociación en físico como en instrumentos financieros derivados, específicamente en futuros, como son el European Energy Exchange, CEGH Gas Exchange, el APX Endex, el Nasdaq OMX commodities que operan en Europa y el Henry Hub Natural Gas que opera en Estados Unidos. Esta evolución del mercado de gas natural en los diferentes países se ha dado específicamente por la desregulación del precio del gas natural, donde un mercado que actúa por la fuerza de la oferta y la demanda con precios competitivos, mostrando oportunidades para la activación de la economía del gas natural.

En el capítulo 2 se habla de las expectativas que tiene Colombia frente al mercado de gas natural según la consultoría realizada por la CREG con apoyo de asesores externos. En estas expectativas se plasma una proyección del mercado hacia la experiencia internacional en cuanto a la búsqueda de un mercado con características como: transparencia en la información de los precios del gas natural, liquidez con transacciones activas que promuevan señales de precios reflejados en el balance entre la oferta y la demanda, incentivo de la competitividad del mercado, coordinación entre la producción y el transporte del gas natural; por lo que podría analizarse la posibilidad de tener un mercado de futuros de gas natural para Colombia a la hora de buscar un desarrollo del mercado.

En consecuencia, con el planteamiento de analizar la viabilidad de un mercado de futuros de gas natural en Colombia, el objetivo principal de este capítulo es utilizar el modelo de análisis econométrico del mercado de futuros de gas natural

que propone Walls, W. David (1995) para buscar herramientas de análisis adicionales a las teóricas, y evaluar de esta forma si en la experiencia internacional el precio spot y el precio de contratos de futuros de gas natural están relacionados. Lo anterior permite profundizar más en el análisis de cómo las expectativas que hoy se tiene en Colombia sobre el mercado spot de gas natural podría ser un elemento clave a la hora de evaluar la factibilidad de un mercado de futuros.

4.1. REVISIÓN DEL MODELO

4.1.1. Planteamiento teórico en que se basa el modelo

La investigación realizada por walls, W. David (1995), se basa en la hipótesis de la eficiencia de los mercados de futuros de gas natural, donde concluye que el precio de contratos de futuros con el precio en el spot del gas natural están cointegrados. Se habla de un mercado de futuros eficiente cuando el precio del contrato de futuros contiene información relevante para predecir en el futuro el precio spot del activo.

En el paper “An econometric analysis of the market for natural gas futures”, sobre el cual se basa este ejercicio, los precios spot y de los contratos de futuros de los mercados de Estados Unidos analizados se encontraron no estacionarios, y por lo tanto se utilizó la técnica de cointegración donde se encontró que los precios de los contratos de futuros estaban cointegrados con los precios spot. Ampliando este ejercicio del paper en este capítulo se incluyen algunos mercados de Europa con el fin de concluir sobre una referencia internacional más amplia.

Inicialmente se utiliza el procedimiento de Dolado (Dickey Fuller), que permite saber si cada una de las variables del estudio, los precios spot y de los contratos de futuros de los mercados de Estados Unidos (Henry Hub), Holanda (TTF), Reino

Unido (UK) y Bélgica (Zee), son o no estacionarias y, validando esta no estacionariedad de las series se utiliza la metodología de Johansen & Juselius, la cual determina si existen vectores de cointegración, finalmente se concluye sobre la aceptación o no de la hipótesis planteada en el ejercicio sobre la eficiencia de los mercados de futuros de gas natural.

4.1.2. Series utilizadas en el estudio

Las series utilizadas para el análisis son diarias del 1 de enero de 2009 al 29 de febrero del 2012 y fueron extraídas de Bloomberg.

Para los contratos de futuros se utilizan las series de los contratos más líquidos, que son los contratos con vencimiento a 1 mes.

Se hará una regresión del precio del spot en el periodo t sobre el precio del contrato de futuro en $t-j$, para un contrato con madurez en t .
$$S_t = \beta_0 + \beta_1 t - jF_t + mut$$
, donde $t = 1$ y $j = 0$, dado que se trabaja con los precios de cierre de los contratos de futuros a 1 mes de vencimiento.

4.1.3. Planteamiento metodológico en que se basa el modelo

“La metodología a utilizar tiene su historia: En los años 70’s, Granger y Newbold demostraron que la mayoría de las series económicas son no estacionarias, por lo cual los modelos de regresión convencionales puede llevar a obtener inferencias erradas sobre las relaciones entre las variables y la econometría tradicional tiene vacíos a la hora de analizar este tipo de variables, donde la solución que se planteaba era estacionarizar las series diferenciándolas lo que puede ocasionar perder información relevante de largo plazo.

La teoría de cointegración, propuesta por C.W.J. Granger en 1981 y ampliada por Engle y Granger (1987), y posteriormente implementada por Johansen & Juselius

suministra las herramientas básicas para manejar el problema de la dinámica de corto y largo plazo en variables no estacionarias, reconociendo que es posible obtener una combinación lineal de variables integradas, que resulte estacionaria.

Posteriormente han surgido metodologías como la de Johansen & Juselius, su test tiene como hipótesis nula que existen como máximo r ecuaciones de cointegración, y como hipótesis alterna existen m ecuaciones de cointegración, siendo $r=0, 1, 2,3,\dots,m$, el estadístico de prueba es el de traza, que es el estadístico de razón de verosimilitud. $Qr = -2\ln Q = -T \sum (1 - \lambda_i) - \chi^2_{gl}$, donde λ_i = valores propios de la forma cuadrática construidos por Johansen, y los grados de libertad de la χ^2 , $gl = 2 * (m - r)^2$, el criterio de decisión es rechazar la hipótesis nula cuando $Qr > C$, donde c es el valor crítico para los correspondientes grados de libertad.

Johansen utiliza en general un modelo del tipo $\Delta y_t = \sum_{i=1}^{t-1} \pi_i \Delta y_{t-i} + \pi y_{t-1} + \beta x_t + \varepsilon_t$,

donde X_t es la matriz de variables típicamente exógenas, conformada por los componentes determinísticos y el teorema de representación de Granger descrito anteriormente permite encontrar matrices $\alpha_m * r$ y $\beta_m * r$ tal que $p = \alpha * \beta'$ sea equivalente a π , por lo tanto $\alpha * \beta' y_{t-1}$ es el mecanismo de corrección del error. Posteriormente se hace el contraste del número de ecuaciones de cointegración, si lleva tendencia o no, e intercepto, y por último se estima el VEC (vector de corrección del error).

“Con esta metodología se puede hablar de más de un vector de cointegración, en modelos que incluyan más de dos variables y por otra parte no presenta el problema de determinación de exogeneidad a priori” (Dowd, Enríquez, 2008: 14-17).

Inicialmente para utilizar la metodología de cointegración se debe inferir sobre la estacionariedad o no de las series y conocer el orden de integración de cada una.

Se usa el procedimiento del Dickey – Fuller aumentado (ADF), a través del cual se concluye sobre la posible existencia de uno o más vectores de cointegración. Luego de establecer el orden de integración de las series y si tienen el mismo, se utiliza la metodología de Johansen & Juselius para corroborar la existencia de vector de cointegración.

Al existir el vector de cointegración, se decide sobre los rezagos a considerar en el modelo a estimar con el criterio de selección del VAR, una vez determinados se prosigue con dicha estimación a través de un vector de corrección de errores (VEC).

Todas las pruebas y estimaciones a considerar en este capítulo se realizan con el paquete econométrico Eviews versión 6.

4.2. RESULTADOS ESPERADOS DEL MODELO

Partiendo de la hipótesis del estudio en el que se centra el modelo, la eficiencia del mercado requiere que el precio de los futuros converja en la madurez al precio spot.

Para que se hable de un mercado eficiente se requiere que a partir de las estimaciones, en cada uno de los mercados considerados en el estudio, los parámetros de la ecuación $S_t = \beta_0 + \beta_1 t - jF_t + mut$ cumplan las siguientes condiciones:

β_0 debe ser aproximadamente 0, intercepto no significativo, evidenciando que no existen variables diferentes a las incluidas en el modelo que sean relevantes en la determinación del precio spot del gas natural para cada mercado analizado.

β_1 debe ser aproximadamente 1, lo que evidenciaría que el precio del contrato de futuro es un predictor insesgado del precio spot en el futuro, permitiendo concluir sobre la eficiencia del mercado.

4.3. RESULTADOS Y ANALISIS DEL MODELO

4.3.1. Análisis de estacionariedad de las series

- **Análisis Gráfico**

En el análisis gráfico de los anexos 1, 2, 3 y 4 se observa como el precio spot y el precio de contrato de futuros de todos los mercados analizados en el presente capítulo, tienen un comportamiento no estacionario de las series ni en media ni en varianza dado que estas no fluctúan alrededor de la media y presentan momentos de grandes picos de variación.

El periodo de mayor volatilidad de los precios de Estados Unidos es de finales del 2009 hasta principios de 2010, donde el precio tanto del spot como del futuro suben para luego caer en menor proporción, desde mediados del 2011 hasta principios de 2012 se observa una tendencia de disminución suave del precio del gas natural en el mercado spot y de futuro.

Para Europa se presenta una tendencia decreciente de los precios hasta finales del 2009, donde a partir de 2010 hasta febrero 2012 la tendencia es alcista estando a niveles de principios del 2009.

En las figuras de los anexos 1, 2, 3 y 4 se observa una alta correlación entre en precio spot y el precio de contratos de futuros de gas natural a 1 mes, donde si uno presenta una tendencia al alza el otro también y viceversa. Evidenciándose de igual forma un precio que fluctúa libre por la combinación de la oferta y la demanda del mercado de gas natural.

- **Análisis estadístico**

Hipótesis:

H_0 : La variable es integrada de orden uno y por lo tanto no estacionaria

H_1 : La variable es estacionaria

Ecuación:

$$\Delta y_t = \gamma y_{t-1} + \sum \beta_i \Delta y_{t-i} + \varepsilon_t$$

Criterio de decisión: La región de rechazo al 5% para no estacionariedad para el procedimiento de Dolado, sin considerar el intercepto ni la tendencia, considerando el número de rezagos significativos en cada serie que fue 1 rezago.

En el anexo 5, se observa para Estados Unidos (HH), Holanda (FTT), Bélgica (ZEE) y Reino Unido (UK) respectivamente según procedimiento de Dolado que todas las series a considerar en el modelo, precio spot del gas natural y precio de contrato de futuros con vencimiento a 1 mes, son integradas de orden uno sin considerar tendencia ni intercepto. El criterio de decisión fue el t – estadístico para el precio spot de gas natural de Estados Unidos – Henry Hub el valor del t-estadístico fue $|-1.3936064|$ y el del valor crítico fue $|-1.941222|$, siendo este primero menor, así no hay evidencia para rechazar la hipótesis nula (serie no estacionaria), igual análisis se realizó para el precio de contrato de futuro con vencimiento a 1 mes – Henry Hub donde se concluye igual que no hay evidencia para rechazar la hipótesis nula de no estacionariedad; para Holanda – FTT los resultados fueron similares, para el spot el t-estadístico fue $|-0.642097|$ y el del valor crítico fue $|-1.941222|$, siendo este primero menor, así no se rechaza la hipótesis nula (la serie no es estacionaria) igual análisis se realizó para el precio de contrato de futuro con vencimiento a 1 mes; en las series del precio spot y

contratos de futuro con vencimiento a 1 mes se realizó el mismo análisis obteniendo las mismas conclusiones para Bélgica y Reino Unido.

Posteriormente se realiza el análisis considerando las series con la primera diferencia, para las series precio spot y precio de contratos de futuros con vencimiento a 1 mes para Estados Unidos, Holanda, Bélgica y Reino Unido, con el fin de observar si las series son integrada de orden dos, se encuentra que estas transformaciones ya son estacionaria como puede observarse en el anexos 3, resultados reportados en la columna 3, DickeyFuller aumentado para la primera diferencia, por lo tanto podemos concluir que las series son integradas de orden uno, porque al transformarlas diferenciándolas una vez ya son series que presentan un comportamiento estacionario, por ejemplo para el precio del contrato de futuros de Reino Unido con vencimiento a 1 mes de gas natural – UK, el valor del t-estadístico fue $|-28.21991|$ y el del valor critico fue $|-1.941222|$, siendo este primero mayor, así no hay evidencia para rechazar la hipótesis nula (serie no estacionaria), igual análisis se realizó para el precio spot – UK llegando a la misma conclusión serie integrada de orden 1 es estacionaria.

4.3.2. Estimación del vector de cointegración y análisis

Luego de establecer el orden de integración de las variables a considerar para cada país, se definió el número de rezagos para estimar el VEC de cada mercado, a través del criterio de rezagos del VAR. En la selección de rezagos, se utilizó el standard optimal lag length tests, partiendo de un VAR en niveles con diez rezagos, el cuál se muestra en los anexos 6, 7, 8 y 9 para cada mercado. Para el mercado de Estados Unidos (Henry Hub) el estudio se realizó con 8 rezagos según los criterios LR, FPE y AIC (ver anexo 6), para Holanda (FTT) con 1 rezago según los criterios FPE, AIC y SC (ver anexo 7), para Bélgica (ZEE) con 2 rezagos según los criterios FPE, AIC y HQ (ver anexo 8), para Reino Unido (UK) con 4 rezagos según los criterios FPE y AIC (ver anexo 9).

Posteriormente se encontró el número de vectores de cointegración que se podían estimar para el modelo y en todos los casos se concluyó que sólo existe uno, a través de la prueba de Johansen Rango y Modelo. El detalle para cada mercado se puede ver en los anexos 10, 11, 12 y 13.

Tabla 4.1 Resultados de la estimación

País	Estimación de β_0	Estimación de β_1
Estados Unidos (HH)	—	0.975133 (92.0552)
Holanda (FTT)	—	0.998949 (100.365)
Bélgica (ZEE)	—	0.991973 (102.0.660)
Reino Unido (UK)	—	0.985736 (80.2507)

Nota 1: Los valores presentados en la tabla 4.1, fueron extraídos de los anexos 14, 15, 16 y 17.

Nota 2: Para la ecuación se supone $t = 1$ y $j = 0$

En la tabla 4.1 se puede observar que los parámetros para los mercados fueron acordes con lo esperado de acuerdo a la con la teoría del mercado eficiente, β_0 no se consideró para la estimación, ya que no resultó ser significativo para el vector de cointegración, β_1 dio cercano a 1, lo que evidencia que el precio del contrato de futuro es un predictor insesgado del precio spot en el futuro.

En general los signos de la estimación para todos los mercados fueron los esperados según la teoría del mercado eficiente, lo que lleva a concluir que el precio de los futuros converja en la madurez al precio spot.

Las variables precio spot y precios de los contratos de futuros con vencimiento a 1 mes son variables endógenas (Ver anexos 14, 15, 16 y 17 para Estados Unidos,

Holanda, Bélgica y Reino Unido respectivamente) según las pruebas de velocidad de ajuste que corresponden a un t-estadístico mayor a $|1.282|$, de lo que concluimos que el modelo converge a su posición de equilibrio en el largo plazo a una corrección diaria del 5.3% para Estados Unidos, del 6.9% para Holanda, 7.3% para Bélgica y para Reino Unido 5.6%.

Respecto a la exclusión, en la tabla 4.1 se observa el t-estadístico de la estimación para los precios spot y de futuros de los diferentes mercados, en todos los casos fue mayor al valor crítico de decisión, $|1.282|$, lo que lleva a rechazar la hipótesis nula de posibles estimadores iguales a cero, y por lo tanto podemos concluir que estas son variables significativas para el modelo.

5. ANALISIS DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Hoy en el mundo el gas natural es considerado fuente alternativa de generación eléctrica con menor costo y poca contaminación, ocupando Colombia el noveno lugar de producción del activo.

En Colombia la producción de gas natural está concentrada en un 65% en Chuchupa-Ballena en la Guajira, donde el precio es regulado, un 21,7% en Cusiana en el interior, donde el precio es dado por subastas de mercado, y lo restante por pequeñas plantas.

La demanda en Colombia es principalmente residencial y comercial (19%), industrial (45%), generación de energía (24%) y vehículos (12%).

Dadas estas características, Colombia ha visto la necesidad de tener un mercado organizado de gas natural y de ofrecer las herramientas necesarias para la administración de los riesgos financieros de los agentes que intervienen en dicho mercado, ya que actualmente se cuenta con las siguientes barreras para la maduración de este mercado: la concentración del poder de mercado, el ser un mercado nuevo con poco desarrollo, la negociación del precio a través de contratos bilaterales y subastas, la falta de información, la falta de desarrollo del mercado spot y la no existencia de un mercado secundario organizado.

Ante la existencia de estas barreras para el mercado de gas natural, existe gran interés por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), por el Ministerio de Minas y Energía e incluso por el sector financiero para desarrollar este tipo de mercado. Esto se evidencia en las consultorías realizadas por la CREG, en las cuales se plantean varias propuestas para la organización del mercado de gas natural. En el capítulo de expectativas del mercado del presente trabajo, donde se analiza la circular 031 de 2011 “Diseño y estructuración del mercado secundarios”, se profundiza sobre la necesidad de contar con mercados

secundarios y de corto plazo que ayuden a promover la eficiencia, facilitando el intercambio entre los participantes del mercado, mejorando la liquidez y dando señales de precios confiables. Lo que promueve la competitividad para comerciantes y nuevos participantes.

Esta circular, evalúa el mercado en torno a información transparente, liquidez, competitividad en el mercado, coordinación entre producción y transporte, costos de transición y costos en marcha que garanticen costos proporcionales a los beneficios. Construyéndose a partir de este planteamiento la propuesta de tener contratos estandarizados en duración y fecha de inicio, con puntos de entrega estandarizados parcialmente o puntos virtuales de comercialización, donde las partes acordarían precio y cantidad y se conectarían a bajos costos de transacción.

Analizando el capítulo de las expectativas del mercado de gas natural, se encuentra que Colombia apunta hacia el mercado spot de gas natural existente en Estados Unidos y Europa; donde los contratos son estandarizados, con precios no regulados, existencia de información clara y transparente, y liquidez; por lo que podría plantearse, si el spot apunta hacia esta dirección, la posibilidad de implementar un mercado de derivados donde las operaciones se realicen a través de la cámara central de contraparte (CRCC Colombia), con diferentes tipos de contratos según periodicidad con tamaño, precio y variación del precio definido para cada tipo, punto de comercio virtual y precio de liquidación definido.

De acuerdo a las expectativas de este hidrocarburo se considera relevante el desarrollo del mercado de gas e incluir los derivados financieros en la contribución al proceso de organización del mercado de gas natural; donde el precio de estos activos financieros depende del comportamiento del activo subyacente.

Para mayor claridad, un derivado es un acuerdo de compra o venta de un activo, a una fecha futura específica y a un precio definido. Hay tres tipos de inversionistas que participan en el mercado de derivados: especuladores,

administradores del riesgo (coberturistas) y los que arbitran los mercados. Los derivados más comunes son: los futuros, las opciones y los forwards. El análisis y propuesta del presente trabajo se centra en los futuros que son contratos a plazo estandarizados en donde las partes se obligan a comprar o a vender un activo en una fecha futura. (BVC, 2011)

A nivel internacional ya existe experiencia en productos de derivados sobre gas natural, de los que se podrían tomar algunos aspectos para el caso del mercado de gas natural en Colombia. Se observa en esta experiencia que el punto clave en los últimos tiempos para los mercados de gas natural de Estados Unidos y Europa ha sido la desregulación del precio del gas natural, la existencia de un punto de comercio virtual y un mercado libre que actúa por la interacción de la oferta y la demanda, pudiéndose hablar de una fluidez y liquidez del mercado spot donde los agentes interactúan entre ellos y el transporte es transversal a cada agente. Y donde la existencia de los contratos tiene especificaciones claras para el comprador y el vendedor en cuanto a precio, cantidad y punto de entrega.

Soportándose la experiencia internacional en el análisis econométrico realizado, el cual se basó en el paper “An econometric analysis of the market for natural gas futures”, se encontró que para estos mercados internacionales el precio del contrato de futuro es un predictor insesgado del precio spot en el futuro, permitiendo concluir sobre la eficiencia de los mercados analizados; pues el precio spot y el precio del futuro están relacionados, es decir, que el precio de los futuros contiene información relevante para predecir el precio spot, convergiendo a la madurez del contrato del futuro.

Por lo tanto si hoy por hoy se implementara un mercado spot, con las características que serán descritas a continuación, podría pensarse en un mercado de derivados de gas natural exitoso en Colombia, dado que éste sería eficiente, dando seguridad a los inversionistas de participar en un mercado más

abierto, al ser el precio del contrato de futuro un referente del precio spot del gas natural.

Características que deberá tener el mercado spot para ser eficiente en Colombia:

- Oferta estandarizada, es decir, las partes especifiquen precio, cantidad y punto de entrega del gas natural. Ofreciéndose un volumen mínimo de gas por contrato.
- Información pública y transparente, por parte de un operador de mercado, de lo que pueda impactar el precio del gas.
- Interconectar el mercado de gases en Colombia, facilitando el transporte y la comercialización del mismo.
- Negociación del transporte desde el contrato, estandarizando puntos de entrega o creando un punto de comercialización virtual.

El mercado de energía eléctrica colombiano presenta las condiciones necesarias para poder ofrecerse contratos de derivados sobre electricidad, esta negociación se hace a través de un mercado organizado, que en nuestro país es Derivex². En Colombia, existe interés por replicar el modelo utilizado en la electricidad hacia el mercado de gas natural. En este momento no es posible ofrecer estos tipos de contratos, dado que el mercado de gas natural está en proceso de consolidación, pero en el futuro próximo se podría plantear un mercado de derivados de gas natural en Colombia, en base a las expectativas analizadas de las consultorías de la CREG, que apuntan hacia lo que hoy se vive en mercados internacionales como Estados Unidos y algunos Europeos y que son considerados exitosos refiriéndose en términos de eficiencia.

² Derivex S.A. es una empresa nueva, que tiene como meta consolidar un nuevo mercado, basado en los commodities energéticos. A través de esta empresa se puede llegar a negociar productos derivados sobre gas natural.

6. CONCLUSIONES

Al analizar la situación actual del sector de gas natural, se encontró que existen algunas barreras que no permiten la maduración del mercado de dicho sector en Colombia, como: la concentración de poder de mercado, el ser un mercado nuevo y poco desarrollado donde la negociación se da a través de contratos bilaterales o subastas, la falta de información y la no existencia de un mercado secundario organizado; requisitos necesario para la implementación de un mercado de derivados sobre este hidrocarburo.

Con el anuncio de la liberación de los precios del gas a partir de enero de 2014 realizado por el Ministerio de Minas y Energía en el congreso XV de Naturgas, se evidenció una situación positiva para la maduración del mercado de gas natural en Colombia, pues con esto se abre la posibilidad de ofrecer productos de derivados sobre el gas natural.

La información, la liquidez, la competitividad de mercado, la coordinación entre producción y transporte, costos de transporte y costos en marcha, son los atributos, que de acuerdo a las consultorías realizadas por la CREG van a promover la eficiencia del mercado de gas natural, ya que facilita el intercambio entre los participantes del mercado, mejorando la liquidez de éste y proporciona señales de precio más confiables tanto para la producción de corto plazo como el consumo, además de las decisiones de inversión de largo plazo.

Se encontró a nivel internacional que la desregulación del precio del gas natural ha permitido que el productor interactúe con el vendedor, distribuidor o consumidor de forma directa, lo que muestra un mercado menos limitado, con más opciones para la comercialización del activo, con la existencia de puntos de comercio virtual y consolidación de mercados eficientes donde se deja interactuar la oferta y la demanda. Soportando esta eficiencia en el análisis econométrico, donde se

concluye que el precio del futuro contiene información relevante para predecir el precio spot, convergiendo el futuro en su madurez al spot.

Con un mercado spot organizado, eficiente, transparente, que permita a todos los participantes tener información confiable y un mercado secundario desarrollado, sería posible la implementación de productos de derivados sobre gas natural en Colombia, en base a lo que pudo evidenciarse de la experiencia internacional, dado que éste sería eficiente, dando seguridad a los inversionistas.

BIBLIOGRAFÍA

- ADMINISTRACIÓN DE INFORMACIÓN DE ENERGÍA PARA ESTADOS UNIDOS (2012). www.eia.gov. [20 de marzo de 2012].
- APX-ENDEX – GAS & POWER TRADING, CLEARING, DATA MAKING MARKETS WORK (2012). www.apxendex.com [26 de febrero de 2012].
- BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA (2011). www.bvc.com.co [21 de julio de 2011].
- CEGH GAS EXCHANGE EXCHANGE (2012). www.ceghex.com [23 de febrero de 2012].
- CLAVIJO, SERGIO. (2009) En: ENFOQUE DE MERCADO DE CAPITALES (Julio de 2009, Bogotá) Colombia. Disponible en: <http://www.deceval.com/InstructivosBoletines/Enfoque35-09.pdf> [24 de Julio de 2011]
- CME GROUP – FUTURES & OPTIONS TRADING FOR RISK Management (2012). www.cmegroup.com [1 de marzo de 2012].
- COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Colombia (2011)
- DOWD, JESSICA Y ENRIQUEZ, VANESA. Modelo de la paridad de interés al descubierto en la determinación de la tasa de cambio en Chile, Brasil y México, 2003 – 2006. En: Ecos de Economía, N° 26 (2008).
- ECOPETROL Colombia (2011). www.ecopetrol.com.co [21 de Julio de 2011].

- EUROPEAN ENERGY EXCHANGE (2012). www.eex.com [25 de febrero de 2012].
- GRANGER, C. W. J. Some properties of time series data and their use in econometric model specification, *Journal of Econometrics* 16, 1981, p. 121-130.
- GRANGER, C. W. J. and NEWBOLD, P. Spurious regressions in econometrics, *Journal of Econometrics* 2, 1974, p. 111-120.
- HARBORD, DAVID. CARPENTER, PAUL. HARRIS, DAN. Y ROBINSON, DAVID. Designing and Structuring the Secondary Market, Short-term markets and their Management Mechanisms. CIRCULAR 31 DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. (Mayo 2011).
- HARBORD, DAVID. PAGNOZZI, MARCO. Y VON DER FEHR, NILS-HENRIK. Designing and Structuring for Firm and Interruptible Gas Supply Contracts in Colombia. CIRCULAR 30 DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. (Mayo de 2011).
- JOHANSEN, S; JUSELIUS, K. Testing structural hypothesis in a multivariate cointegration analysis of PPP and the UIP for UK. *Journal of Econometrics*, N° 53, 1992, p. 169-209.
- LOPEZ, MARCELA. Y SALAZAR, SOFIA. Efectos de la Regulación sobre el Funcionamiento de los Mercados de Gas Natural en Colombia. (2010).

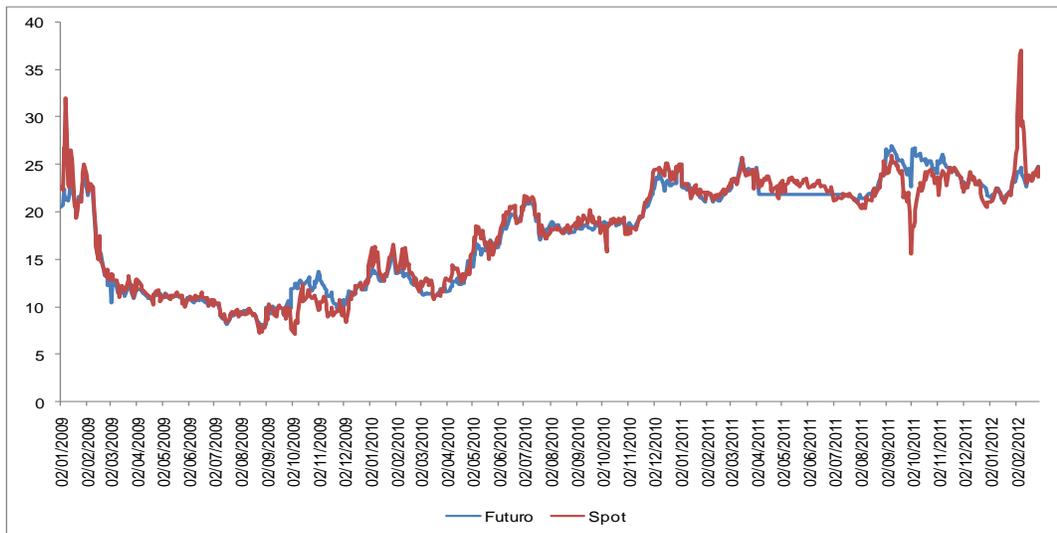
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Colombia. Decreto 2100, Junio (2011). Mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones.
- NASDAQ OMX COMMODITIES EUROPE (2012) www.nasdaqomxcommodities.com [25 de febrero de 2012].
- NATURAL GAS (2012). www.naturalgas.org [15 de marzo de 2012].
- NATURGAS Colombia (2012) www.naturgas.com.co [15 de abril de 2012].
- PROMIGAS Colombia (2012) www.promigas.com [28 de abril de 2012].
- Sector regulado Gas Natural. <www.creg.gov.co> [20 de julio de 2011].
- SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS, Colombia (2010). www.superservicios.gov.co [20 julio de 2011].
- SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS, Colombia (2010). *Informe Ejecutivo de Gestión Ecopetrol S.A* Bogotá, Pág. 6-7.
- TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL Colombia (2012). www.tgi.com.co [2 de mayo de 2012].
- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (2012). http://www.upme.gov.co/Docs/Chain_Gas_Natural.pdf [29 de abril de 2012].
- WALLS, W. DAVID. An econometric analysis of the market for natural gas futures. *Energy Journal* N° 16. (1995).

ANEXOS

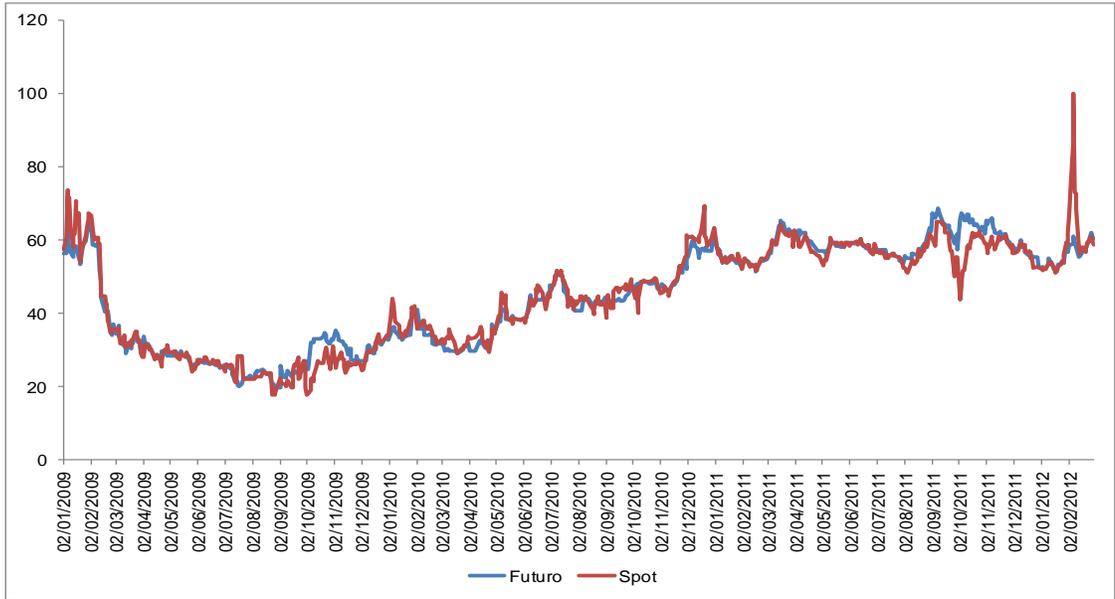
Anexo 1: Precio Spot y Precio de contratos de futuro Henry Hub Estados Unidos



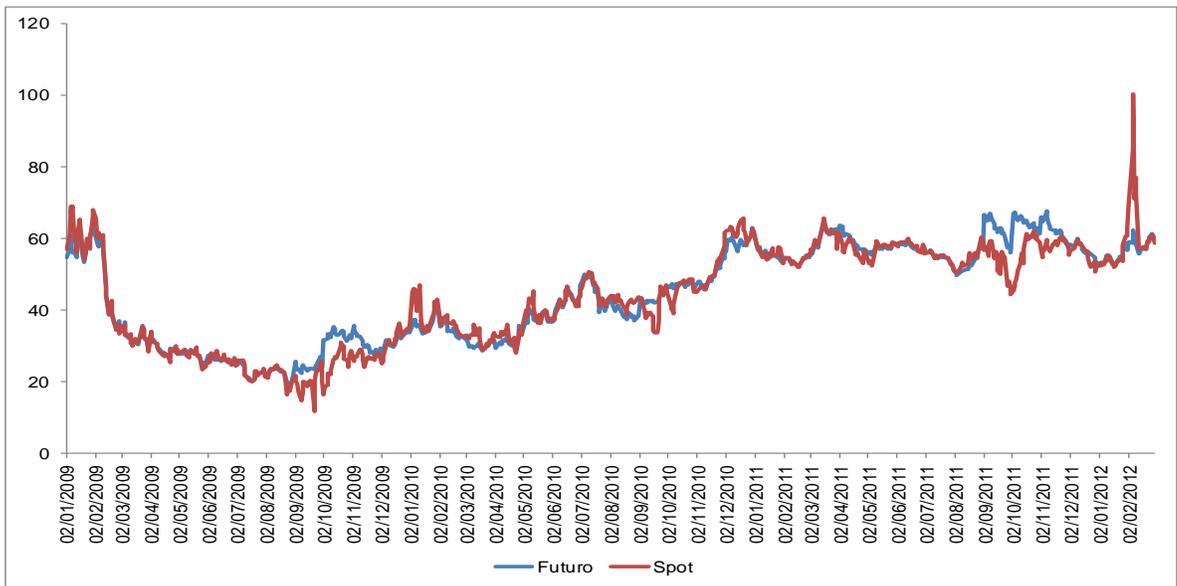
Anexo 2: Precio Spot y Precio de contratos de futuro TTF Holanda



Anexo 3: Precio Spot y Precio de contratos de futuro ZEE Bélgica



Anexo 4: Precio Spot y Precio de contratos de futuro UK Reino Unido



Anexo 5: Resultado Análisis de Estacionariedad

Variable	DickeyFuller aumentado sin tendencia y sin intercepto	DickeyFuller aumentado para la primera diferencia	Raíz unitaria
ESTADOS UNIDOS			
HHfuturo	$\Delta HHf_i = \gamma HHf_{i-1} + \sum \beta_i \Delta HHf_{i-i} + \varepsilon$	$\Delta^2 HHf_i = \gamma HHf_{i-2} + \sum \beta_i \Delta HHf_{i-i} + \varepsilon$	Serie Integrada de orden 1
γ=0	t-statistic = /-1.441037/< Valor crítico = /-1.941222/	t-statistic = /-31.70667/> Valor crítico = /-1.941222/	
HHspot	$\Delta HHs_t = \gamma HHs_{t-1} + \sum \beta_i \Delta HHs_{t-i} + \varepsilon$	$\Delta^2 HHs_t = \gamma HHs_{t-2} + \sum \beta_i \Delta HHs_{t-i} + \varepsilon$	Serie Integrada de orden 1
γ=0	t-statistic = /-1.393064/< Valor crítico = /-1.941222/	t-statistic = /-21.76710/> Valor crítico = /-1.941222/	
HOLANDA			
FTTfuturo	$\Delta FTTf_i = \gamma FTTf_{i-1} + \sum \beta_i \Delta FTTf_{i-i} + \varepsilon$	$\Delta^2 FTTf_i = \gamma FTTf_{i-2} + \sum \beta_i \Delta FTTf_{i-i} + \varepsilon$	Serie Integrada de orden 1
γ=0	t-statistic = /-0.079220/< Valor crítico = /-1.941222/	t-statistic = /-28.88587/> Valor crítico = /-1.941222/	
FTTspot	$\Delta FTTs_t = \gamma FTTs_{t-1} + \sum \beta_i \Delta FTTs_{t-i} + \varepsilon$	$\Delta^2 FTTs_t = \gamma FTTs_{t-2} + \sum \beta_i \Delta FTTs_{t-i} + \varepsilon$	Serie Integrada de orden 1
γ=0	t-statistic = /-0.642097/< Valor crítico = /-1.941222/	t-statistic = /-30.47989/> Valor crítico = /-1.941222/	
BÉLGICA			
ZEEfuturo	$\Delta ZEEf_i = \gamma ZEEf_{i-1} + \sum \beta_i \Delta ZEEf_{i-i} + \varepsilon$	$\Delta^2 ZEEf_i = \gamma ZEEf_{i-2} + \sum \beta_i \Delta ZEEf_{i-i} + \varepsilon$	Serie Integrada de orden 1
γ=0	t-statistic = /-0.255491/< Valor crítico = /-1.941222/	t-statistic = /-28.68760/> Valor crítico = /-1.941222/	
ZEEspot	$\Delta ZEEs_t = \gamma ZEEs_{t-1} + \sum \beta_i \Delta ZEEs_{t-i} + \varepsilon$	$\Delta^2 ZEEs_t = \gamma ZEEs_{t-2} + \sum \beta_i \Delta ZEEs_{t-i} + \varepsilon$	Serie Integrada de orden 1
γ=0	t-statistic = /-0.662261/< Valor crítico = /-1.941222/	t-statistic = /-28.44135/> Valor crítico = /-1.941222/	
REINO UNIDO			
UKfuturo	$\Delta UKf_i = \gamma UKf_{i-1} + \sum \beta_i \Delta UKf_{i-i} + \varepsilon$	$\Delta^2 UKf_i = \gamma UKf_{i-2} + \sum \beta_i \Delta UKf_{i-i} + \varepsilon$	Serie Integrada de orden 1
γ=0	t-statistic = /-0.290282/< Valor crítico = /-1.941222/	t-statistic = /-28.21991 /> Valor crítico = /-1.941222/	
UKspot	$\Delta UKs_t = \gamma UKs_{t-1} + \sum \beta_i \Delta UKs_{t-i} + \varepsilon$	$\Delta^2 UKs_t = \gamma UKs_{t-2} + \sum \beta_i \Delta UKs_{t-i} + \varepsilon$	Serie Integrada de orden 1
γ=0	t-statistic = /-0.680594/< Valor crítico = /-1.941222/	t-statistic = /-30.32255/> Valor crítico = /-1.941222/	

Nota 1: los valores críticos para determinar el orden de integración de las series fueron arrojados por el paquete econométrico Eviews 6.

Anexo 6: Criterio de decisión rezagos a considerar en el VEC Estados Unidos (HH)

Criterio de selección de rezagos VAR
VARIABLES ENDÓGENAS: HHSPOT HHFUTURO
VARIABLES EXÓGENAS: C

Rezago	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
0	-982.8017	N/A	0.042008	2.505857	2.517732	2.510422
1	832.5732	3616.892	0.000418	-2.103240	-2.067614	-2.089542
2	926.0807	185.8254	0.000333	-2.330994	-2.271618*	-2.308166*
3	933.5731	14.85130	0.000330	-2.339881	-2.256754	-2.307921
4	934.9123	2.647679	0.000333	-2.333110	-2.226233	-2.292019
5	937.7236	5.543978	0.000334	-2.330085	-2.199458	-2.279863
6	942.9658	10.31092	0.000332	-2.333246	-2.178868	-2.273862
7	951.2999	16.35022	0.000329	-2.344275	-2.166146	-2.275789
8	957.7527	12.62644*	0.00037*	-2.350516*	-2.148637	-2.272899
9	959.7459	3.890101	0.000328	-2.345409	-2.119781	-2.258661
10	961.0548	2.547774	0.000331	-2.338562	-2.089182	-2.242682

* Indica el número de rezagos seleccionado por el criterio

LR: modificación secuencial test estadístico LR (testeados al 5%)

FPE: Error final de predicción

AIC: Criterio de información Akaike

SC: Criterio de información Schwarz

HQ: Criterio de información Hannan-Quinn

Anexo 7: Criterio de decisión rezagos a considerar en el VEC Holanda (FTT)

Criterio de selección de rezagos VAR
Variabes endógenas: FTTSPOT FTTFUTURO
Variabes exógenas: C

Rezago	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
0	-3881.054	N/A	56.36677	9.707634	9.719345	9.712133
1	-1422.061	4899.543	0.121772*	3.570152*	3.605286*	3.583649*
2	-1419.773	4.546946	0.122295	3.574432	3.632990	3.596927
3	-1416.570	6.350677	0.122539	3.576424	3.658404	3.607917
4	-1410.220	12.55711	0.121821	3.570549	3.675953	3.611040
5	-1409.031	2.344876	0.122680	3.577577	3.706404	3.627066
6	-1403.639	10.60841*	0.122254	3.574097	3.726347	3.632585
7	-1401.476	4.245442	0.122817	3.578689	3.754362	3.646175
8	-1398.286	6.244446	0.123067	3.580714	3.779810	3.657198
9	-1397.326	1.873673	0.124007	3.588315	3.810834	3.673797
10	-1394.059	6.363328	0.124235	3.590146	3.836089	3.684626

* Indica el número de rezagos seleccionado por el criterio

LR: modificación secuencial test estadístico LR (testeados al 5%)

FPE: Error final de predicción

AIC: Criterio de información Akaike

SC: Criterio de información Schwarz

HQ: Criterio de información Hannan-Quinn

Anexo 8: Criterio de decisión rezagos a considerar en el VEC Bélgica (ZEE)

Criterio de selección de rezagos VAR
Variables endógenas: ZEESPOT ZEEFUTURO
Variables exógenas: C

Rezago	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
0	-5118.543	N/A	2572.831	13.52852	13.54075	13.53323
1	-2890.700	4438.028	7.223581	7.653105	7.689797*	7.667237
2	-2878.063	25.10797	7.060606*	7.630285*	7.691439	7.653838*
3	-2877.791	0.539429	7.130493	7.640133	7.725749	7.673109
4	-2877.133	1.300220	7.193741	7.648963	7.759041	7.691360
5	-2874.754	4.688786	7.224630	7.653246	7.787785	7.705064
6	-2869.063	11.18586	7.192450	7.648769	7.807780	7.710019
7	-2861.949	13.94519*	7.123554	7.640553	7.824015	7.711214
8	-2861.088	1.684315	7.192985	7.648845	7.856769	7.728928
9	-2860.366	1.408402	7.255587	7.657505	7.889890	7.747009
10	-2855.598	9.271025	7.240938	7.655476	7.912323	7.754402

* Indica el número de rezagos seleccionado por el criterio

LR: modificación secuencial test estadístico LR (testeados al 5%)

FPE: Error final de predicción

AIC: Criterio de información Akaike

SC: Criterio de información Schwarz

HQ: Criterio de información Hannan-Quinn

Anexo 9: Criterio de decisión rezagos a considerar en el VEC Reino Unido (UK)

Criterio de selección de rezagos VAR
Variables endógenas: UKSPOT UKFUTURO
Variables exógenas: C

Rezago	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
0	-5402.813	N/A	3002.850	13.68307	13.69490	13.68762
1	-2991.991	4803.335	6.780806	7.589850	7.625374	7.603489*
2	-2988.936	6.070535	6.797056	7.592243	7.651383	7.614966
3	-2987.625	2.599071	6.843487	7.599051	7.681846	7.630876
4	-2977.793	19.43926	6.743202*	7.584287*	7.690738	7.635205
5	-2974.384	6.723480	6.753306	7.585783	7.715891	7.635794
6	-2972.767	3.181248	6.794183	7.591815	7.745578	7.650919
7	-2971.044	3.380182	6.833487	7.597580	7.774999	7.665777
8	-2965.096	11.64047*	6.799894	7.592648	7.793723	7.669938
9	-2963.746	2.635594	6.845698	7.599356	7.834087	7.685739
10	-2960.974	5.395106	6.867071	7.602467	7.850853	7.697942

* Indica el número de rezagos seleccionado por el criterio

LR: modificación secuencial test estadístico LR (testeados al 5%)

FPE: Error final de predicción

AIC: Criterio de información Akaike

SC: Criterio de información Schwarz

HQ: Criterio de información Hannan-Quinn

Anexo 10: Selección Vector de Cointegración Estados Unidos (HH)

Series: HHSPOT HHFUTURO
Intervalo de rezagos: 1 a 8

Ñ-{Selección (nivel de confianza 0.05*) número de relaciones de cointegración por modelo					
Tendencia de los datos:	Ninguna	Ninguna	Linear	Linear	Cuadrática
Tipo de Test	No intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto Tendencia	Intercepto Tendencia
Traza	1	1	2	1	2
Max-Eig	1	1	2	1	2

*Valores críticos basados en Mackinnon-Haug-Michells (1999)

Criterio de información por rango y modelo					
Tendencia de los datos:	Ninguna	Ninguna	Linear	Linear	Cuadrática
Rango o N° de Ces	No intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto Tendencia	Intercepto Tendencia
Log verosimilitud por rango (filas) y modelo (columnas)					
0	942.6073	942.6073	942.8614	942.8614	942.9309
1	957.2287	957.8634	958.0643	959.1148	959.1725
2	957.7085	961.2802	961.2802	963.0407	963.0407
Criterio de información Akaike por rango (filas) y modelo (columnas)					
0	-2.314123	-2.314123	-2.309686	-2.309686	-2.304780
1	-2.341115*	-2.340187	-2.338156	-2.338284	-2.335889
2	-2.332169	-2.336163	-2.336163	-2.335554	-2.335554
Criterio de información Schwars por rango (filas) y modelo (columnas)					
0	-2.124309	-2.124309	-2.108009	-2.108009	-2.091240
1	-2.127574*	-2.120715	-2.112752	-2.106949	-2.098622
2	-2.094902	-2.087033	-2.087033	-2.074561	-2.074561

Anexo 11: Selección Vector de Cointegración Holanda (FTT)

Series: FTTSPOT FTTFUTURO
Intervalo de rezagos: 1 a 1

Selección (nivel de confianza 0.05*) número de relaciones de cointegración por modelo					
Tendencia de los datos:	Ninguna	Ninguna	Linear	Linear	Cuadrática
Tipo de Test	No intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto Tendencia	Intercepto Tendencia
Traza	1	1	1	2	2
Max-Eig	1	1	1	2	2

*Valores críticos basados en Mackinnon-Haug-Michells (1999)

Criterio de información por rango y modelo					
Tendencia de los datos:	Ninguna	Ninguna	Linear	Linear	Cuadrática
Rango o N° de Ces	No intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto Tendencia	Intercepto Tendencia
Log verosimilitud por rango (filas) y modelo (columnas)					
0	-1559.093	-1559.093	-1559.061	-1559.061	-1558.389
1	-1530.755	-1530.751	-1530.721	-1530.462	-1529.809
2	-1530.752	-1530.123	-1530.123	-1523.682	-1523.682
Criterio de información Akaike por rango (filas) y modelo (columnas)					
0	3.869041	3.869041	3.873913	3.873913	3.877200
1	3.808799*	3.811265	3.813666	3.815501	3.816359
2	3.818692	3.822088	3.822088	3.811095	3.811095
Criterio de información Schwars por rango (filas) y modelo (columnas)					
0	3.892281	3.892281	3.908773	3.908773	3.923680
1	3.855280*	3.863556	3.871767	3.879412	3.886080
2	3.888413	3.903429	3.903429	3.904056	3.904056

Anexo 12: Selección Vector de Cointegración Bélgica (ZEE)

Series: ZEESPOT ZEEFUTURO
Intervalo de rezagos: 1 a 2

Selección (nivel de confianza 0.05*) número de relaciones de cointegración por modelo					
Tendencia de los datos:	Ninguna	Ninguna	Linear	Linear	Cuadrática
Tipo de Test	No intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto Tendencia	Intercepto Tendencia
Traza	1	1	1	2	2
Max-Eig	1	1	1	2	2

*Valores críticos basados en Mackinnon-Haug-Michells (1999)

Criterio de información por rango y modelo					
Tendencia de los datos:	Ninguna	Ninguna	Linear	Linear	Cuadrática
Rango o N° de Ces	No intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto Tendencia	Intercepto Tendencia
Log verosimilitud por rango (filas) y modelo (columnas)					
0	-2952.243	-2852.243	-2952.204	-2952.204	-2950.842
1	-2923.822	-2923.741	-2923.740	-2923.474	-2922.375
2	-2923.738	-2922.832	-2922.832	-2913.635	-2913.635
Criterio de información Akaike por rango (filas) y modelo (columnas)					
0	7.749326	7.749326	7.754460	7.754460	7.756130
1	7.685398	7.687803	7.690420	7.692340	7.692082
2	7.695648	7.698513	7.698513	7.679672*	7.679672
Criterio de información Schwars por rango (filas) y modelo (columnas)					
0	7.797897	7.797897	7.815174	7.815174	7.828987
1	7.758255*	7.766731	7.775420	7.786411	7.789224
2	7.792791	7.807799	7.807799	7.801100	7.801100

Anexo 13: Selección Vector de Cointegración Reino Unido (UK)

Series: UKSPOT UKFUTURO
Intervalo de rezagos: 1 a 4

Selección (nivel de confianza 0.05*) número de relaciones de cointegración por modelo					
Tendencia de los datos:	Ninguna	Ninguna	Linear	Linear	Cuadrática
Tipo de Test	No intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto Tendencia	Intercepto Tendencia
Traza	1	1	1	2	2
Max-Eig	1	1	1	2	2

*Valores críticos basados en Mackinnon-Haug-Michells (1999)

Criterio de información por rango y modelo					
Tendencia de los datos:	Ninguna	Ninguna	Linear	Linear	Cuadrática
Rango o N° de Ces	No intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto No tendencia	Intercepto Tendencia	Intercepto Tendencia
Log verosimilitud por rango (filas) y modelo (columnas)					
0	-3024.617	-3024.617	-3024.577	-3024.577	-3023.559
1	-3003.977	-3003.959	-3003.954	-3003.464	-3002.704
2	-3003.944	-3003.220	-3003.220	-2996.097	-2996.097
Criterio de información Akaike por rango (filas) y modelo (columnas)					
0	7.649351	7.649351	7.654282	7.654282	7.656751
1	7.607490*	7.609960	7.612464	7.613745	7.614350
2	7.617469	7.620678	7.620678	7.607792	7.607792
Criterio de información Schwars por rango (filas) y modelo (columnas)					
0	7.743506	7.743506	7.760207	7.760207	7.774446
1	7.725184*	7.733539	7.741927	7.749093	7.755583
2	7.758702	7.773680	7.773680	7.772584	7.772564

Anexo 14: Estimación del vector de corrección de errores (VEC) para Estados Unidos

Ecuación de cointegración	CointEc1
HHSPOT (-1)	1.000000
HHFUTURO(-1)	-0.975133
	(0.011959)
	[-92.0552]

Corrección de error	D(HHSPOT)	D(HHFUTURO)
CointEc1	-0.103581	-0.032359
	(0.01942)	(0.02086)
	[-5.33483]	[-1.55137]

Error estándar entre () y t-estadístico en []

Anexo 15: Estimación del vector de corrección de errores (VEC) para Holanda

Ecuación de cointegración	CointEc1
FTTSPOT (-1)	1.000000
FTTFUTURO(-1)	-0.998949
	(0.00995)
	[-100.365]

Corrección de error	D(FTTSPOT)	D(FTTFUTURO)
CointEc1	-0.154933	-0.006583
	(0.02222)	(0.01235)
	[-6.97149]	[-0.53311]

Error estándar entre () y t-estadístico en []

Anexo 16: Estimación del vector de corrección de errores (VEC) para Bélgica

Ecuación de cointegración	CointEc1
ZEESPOT (-1)	1.000000
ZEEFUTURO(-1)	-0.991973
	(0.00966)
	[-102.0.660]

Corrección de error	D(ZEESPOT)	D(ZEEFUTURO)
CointEc1	-0.168660	-0.009300
	(0.02280)	(0.01365)
	[-7.39855]	[-0.68149]

Error estándar entre () y t-estadístico en []

Anexo 17: Estimación del vector de corrección de errores (VEC) para Reino Unido

Ecuación de cointegración	CointEc1
UKSPOT (-1)	1.000000
UKFUTURO(-1)	-0.985736
	(0.01228)
	[-80.2507]

Corrección de error	D(UKSPOT)	D(UKFUTURO)
CointEc1	-0.120763	-0.005531
	(0.02137)	(0.01334)
	[-5.65073]	[-0.41460]

Error estándar entre () y t-estadístico en []