

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

POSGRADO EN ECONOMÍA
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS
ECONOMÍA DE LOS RECURSOS NATURALES
Y DESARROLLO SUSTENTABLE

ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DE PRECIOS PARA LAS VENTAS DE PRIMERA MANO EN EL MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO, DURANTE EL PERÍODO 2002-2012

TESIS
PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN ECONOMÍA

PRESENTA: YETZI JIMENA ROMERO HERRERA

TUTOR: DR. ANGEL DE LA VEGA NAVARRO FACULTAD DE ECONOMÍA

MÉXICO, D.F., SEPTIEMBRE DE 2014





UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma de México que me acogió desde los inicios de mis estudios como economista en la Facultad de Economía, para brindarme una formación profesional integral, de calidad y altos valores, los que me han permitido desarrollarme laboralmente con ética y vocación de servicio a mi país.

Al Instituto de Investigaciones Económicas, por darme la oportunidad de estudiar la maestría en tan prestigiada y noble institución.

A los profesores del programa del posgrado en economía, que me brindaron su conocimiento y experiencia, y enriquecieron mi formación para la investigación y la docencia.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, por el apoyo económico que me brindó durante este periodo para la realización de mis estudios de maestría.

Al Dr. Angel de la Vega Navarro por la acertada dirección que dio a mi trabajo de tesis, así como a sus oportunos comentarios que me brindaron los elementos para fortalecer y enriquecer mi investigación, dentro del aula y a lo largo de todos los talleres de asesoría.

A mis sinodales: Dr. Américo Saldívar Valdés, Dr. Juan de Dios Enrique Rosellón Díaz, Mtro. Carlos O. Baltazar Parrales y Mtro. Raúl Carbajal Cortés, por la revisión y el enriquecimiento que recibió este trabajo a través de sus acertados comentarios.

A mis compañeros del IIE, con quienes aprendí que el apoyo mutuo y el trabajo en equipo nos permiten un mejor y exitoso desarrollo como investigadores, profesionistas y sobretodo como personas.

Al Lic. Héctor Ramírez por sus valiosos comentarios sobre la industria del gas natural y su apoyo durante todo el proceso de titulación.

A mi compañero y colega Javier Castañeda León, que ha compartido conmigo no sólo el gusto por esta noble ciencia, que es la Economía, sino también los sueños y los logros que hemos ido alcanzando codo a codo; porque a pesar de los tropiezos siempre contaremos el uno con el otro para alcanzar nuestras metas.

A Tero, mi mamá, mi amiga, que siempre tuvo un consejo sabio para mí, por su infinito apoyo y fortaleza; por inculcarme el amor por el estudio, el arte y los valores que han hecho de mí el ser humano que ahora soy.

A mi tío Yoy por todo el apoyo que me ha brindado en este arduo camino de la economía, por compartir su conocimiento conmigo y sus enseñanzas.

Pero especialmente, este gran logro se lo debo y se lo dedico a mi mamá Licha, por haber sido la piedra angular de mi formación como persona, y por alentarme hasta el último momento para que continuara superándome profesionalmente.

INTRODUCCIÓN	1
La industria de gas natural	1
PROCESAMIENTO Y TRANSPORTE DE GAS POR DUCTOS	1
SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS	2
1. FORMACIÓN DE PRECIOS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL	12
1.1 Antecedentes en la formación de precios del gas natural	12
1.2 REGULACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO	14
1.3 Planteamiento del problema de investigación	18
1.4 Objetivo	19
1.5 Justificación	20
2. MARCO TEÓRICO Y METODOLÓGICO	28
2.1 EL CONTEXTO DE LA TEORÍA NEOCLÁSICA	28
2.2 ECONOMÍA DE LA REGULACIÓN Y TEORÍAS CONCURRENTES	32
2.3 HIPÓTESIS	35
2.4 Marco metodológico	36
3. ANÁLISIS DE MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO	39
3.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO	
3.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO	44
3.2 Precios, cantidades e índices en el sistema oferta-demanda	44 51
3.2 Precios, cantidades e índices en el sistema oferta-demanda	44 51
3.2 Precios, cantidades e índices en el sistema oferta-demanda	51 54 57
3.2 PRECIOS, CANTIDADES E ÍNDICES EN EL SISTEMA OFERTA-DEMANDA	44 51 54 57
3.2 PRECIOS, CANTIDADES E ÍNDICES EN EL SISTEMA OFERTA-DEMANDA	44 51 57 64
3.2 PRECIOS, CANTIDADES E ÍNDICES EN EL SISTEMA OFERTA-DEMANDA. 3.3 PRUEBAS DE RAÍCES UNITARIAS A LAS VARIABLES EMPLEADAS EN EL MODELO. 3.4 PRUEBAS DE COINTEGRACIÓN. 3.5 MODELO DE CORRECCIÓN DE ERRORES (MCE), ASOCIADO AL ESQUEMA DE COINTEGRACIÓN 4. ESTIMACIÓN DE LAS FUNCIONES DE OFERTA Y DEMANDA. 4.1 SISTEMA ESTRUCTURAL DE ECUACIONES SIMULTÁNEAS.	44 51 57 64 64
3.2 PRECIOS, CANTIDADES E ÍNDICES EN EL SISTEMA OFERTA-DEMANDA	44 51 57 64 64
3.2 PRECIOS, CANTIDADES E ÍNDICES EN EL SISTEMA OFERTA-DEMANDA. 3.3 PRUEBAS DE RAÍCES UNITARIAS A LAS VARIABLES EMPLEADAS EN EL MODELO. 3.4 PRUEBAS DE COINTEGRACIÓN. 3.5 MODELO DE CORRECCIÓN DE ERRORES (MCE), ASOCIADO AL ESQUEMA DE COINTEGRACIÓN 4. ESTIMACIÓN DE LAS FUNCIONES DE OFERTA Y DEMANDA. 4.1 SISTEMA ESTRUCTURAL DE ECUACIONES SIMULTÁNEAS. 4.2 CONDICIONES DE IDENTIFICACIÓN PARA ECUACIONES ESTRUCTURALES. 4.3 ESTIMACIÓN, PRUEBAS Y DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA.	44 51 57 64 68 68
3.2 PRECIOS, CANTIDADES E ÍNDICES EN EL SISTEMA OFERTA-DEMANDA. 3.3 PRUEBAS DE RAÍCES UNITARIAS A LAS VARIABLES EMPLEADAS EN EL MODELO	44 51 57 64 68 75 79
3.2 PRECIOS, CANTIDADES E ÍNDICES EN EL SISTEMA OFERTA-DEMANDA. 3.3 PRUEBAS DE RAÍCES UNITARIAS A LAS VARIABLES EMPLEADAS EN EL MODELO	44 51 57 64 68 75 79

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1	Balanza comercial de gas natural
Cuadro 2	FACTIBILIDAD DE PROYECTOS Y PRECIOS DEL GAS NATURAL
Cuadro 3	Prueba de normalidad
Cuadro 4	Prueba ACF de raíces unitarias sobre variables del modelo
Cuadro 5	Prueba ADT sobre variables diferenciadas
Cuadro 6	Prueba de estacionariedad sobre residuales de las regresiones estáticas
Cuadro 7	Estimación del Modelo de Corrección de Errores, ecn. 3.5
Cuadro 8	MATRIZ DE COEFICIENTES DEL MODELO ESTRUCTURAL
Cuadro 9	Identificación: Condiciones de rango del sistema
Cuadro 10	FUNCIONES DE DEMANDA Y DE OFERTA DE GAS NATURAL 2002-2012

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1	COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN EE.UU			
FIGURA 2	COTIZACIONES DE CONTRATOS A FUTURO DE GAS NATURAL EN NYSE			
FIGURA 3	ÍNDICE PROMEDIO INDUSTRIAL DOW JONES (DJIA), USA: EVOLUCIÓN DE LA CRISIS RECESIVA			
FIGURA 4	FUTUROS SOBRE GAS NATURAL EN 2013.03.13			
FIGURA 5	COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL			
FIGURA 6	Estructura del Balance Nacional de Energía 2010 (petajoules)			
FIGURA 7	FÓRMULA PARA DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE VPM DEL GAS NATURAL			
FIGURA 8	AJUSTE DE LA FÓRMULA POR BALANCE COMERCIAL			
Figura 9	Ventas de Primera Mano Gas Natural			
FIGURA 10	EVOLUCIÓN PRECIOS DEL GAS NATURAL EN MÉXICO, 2001-2011			
FIGURA 11	ESQUEMA NORMATIVO DEL GAS NATURAL EN MÉXICO			
FIGURA 12	RESULTADOS DE PRIMERA Y SEGUNDA MEJOR OPCIÓN DE PRODUCCIÓN, F Y S, RESPECTIVAMENTE			
FIGURA 13	EN EL MODELO DE REGULACIÓN SOBRE EL NIVEL DE PRODUCCIÓN, LA FIRMA PUEDE PRODUCIR SOBRE LA PARTE INELÁSTICA DE LA DEMANDA			
FIGURA 14	Esquema metodológico simplificado			
FIGURA 15	SERIES DE TIEMPO DE LAS VARIABLES EMPLEADAS EN EL MODELO			
Figura 16	Funciones de demanda compensada (hicksiana) y de demanda marshalliana			
FIGURA 17	HISTOGRAMAS DE LAS SERIES DE TIEMPO EMPLEADAS EN EL MODELO			
Figura 18	DIAGRAMAS CUANTIL-CUANTIL, QQ, DE LAS SERIES DE TIEMPO EMPLEADAS EN EL MODELO			

Figura 19	COEFICIENTES DE AUTOCORRELACIÓN DE SERIES DE TIEMPO EMPLEADAS EN EL MODELO
Figura 20	GRÁFICAS DE VARIABLES DEL MODELO, CON DIFERENCIACIÓN DE PRIMER ORDEN
Figura 21	COEFICIENTES DE AUTOCORRELACIÓN, VARIABLES DIFERENCIADAS I(1) DEL MODELO
Figura 22	ESTACIONARIEDAD DE LA SERIE DE TIEMPO, RESIMCEOFA, RESIDUALES DEL MCE, CORRESPONDIENTES A LA FUNCIÓN INVERSA DE OFERTA
Figura 23	Residuales Z _{T-1} : cambio estructural, períodos 49, 69 y 88
Figura 24	ESQUEMA CONCEPTUAL PARA LA ESTIMACIÓN DE LAS FUNCIONES DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL: MODELO ESTRUCTURAL DE ECUACIONES SIMULTÁNEAS
Figura 25	Variables exógenas y variables endógenas
Figura 26	Capacidades de pronóstico del modelo 3SLS de ecuaciones simultáneas ajustado
FIGURA 27	CAMBIO ESTRUCTURAL OBSERVADO EN RESIDUALES DE LA FUNCIÓN DE DEMANDA

INTRODUCCIÓN

La industria de gas natural

El gas natural es un recurso energético no renovable, constituido por una mezcla de hidrocarburos compuesta principalmente por metano (CH₄), con proporciones variables de otros hidrocarburos (etano, propano, butanos, pentanos y gasolina natural) y de contaminantes diversos, que se encuentra en los yacimientos del subsuelo en solución o en fase gaseosa en el petróleo crudo, o bien en yacimientos que no contienen aceite. Al salir del yacimiento, el gas natural contiene metano, hidrocarburos licuables, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico que lo hace altamente corrosivo, por lo que se denomina gas húmedo amargo. Para eliminar este inconveniente, es necesario procesarlo en plantas endulzadoras ubicadas en las inmediaciones de los campos petroleros, para obtener gas húmedo dulce, que principalmente contiene metano e hidrocarburos licuables. Por la creciente demanda mundial de gas natural, han proliferado las plantas de licuefacción por compresión y enfriamiento para obtener gas natural licuado -compuesto predominantemente por metano-, a fin de facilitar su transporte interoceánico. (Secretaría de Energía, 2001, p. 98). Durante las últimas décadas, de ser un combustible marginal, el gas natural pasó a convertirse en un energético indispensable en la vida moderna por su eficiencia y combustión limpia, cuya creciente demanda se origina principalmente como combustible para la producción de flujos térmicos en la industria, para la generación de electricidad mediante plantas de ciclo combinado y para su empleo en los hogares.

Procesamiento y transporte de gas por ductos

En resumen, el gas natural sigue un procesamiento que consiste en: (i) Eliminar compuestos ácidos (ácido sulfúrico y dióxido de carbono). El gas alimentado se denomina "amargo", el producto "gas dulce" y el proceso se conoce generalmente como "endulzamiento". (ii) Se recupera etano e hidrocarburos licuables mediante procesos criogénicos (uso de bajas temperaturas para la generación de un líquido separable por destilación fraccionada). (iii) Se extrae el azufre de los gases ácidos que se generan

durante el proceso de endulzamiento. (iv) Se separan los hidrocarburos líquidos recuperados, obteniendo corrientes ricas en etano, propano, butanos y gasolina; finalmente, el gas natural se transporta y distribuye hasta los usuarios finales por medio de ductos de acero de diámetros variables, en México, los más importantes con una longitud de miles de kilómetros y diámetros de 30 y 48 pulgadas. La conveniencia del transporte por medio de ductos es su economía y seguridad.

A continuación, se resumen los principales aspectos para justificar el tema propuesto y para delinear el presente estudio, a partir de una revisión de la literatura relevante.

Situación actual y perspectivas

No obstante la abrupta caída de los precios en los últimos dos años para el gas natural en el mercado de referencia para el energético mexicano, cotizaciones del Henry Hub de Louisiana, EE.UU., como se muestra en la Figura 1(a), donde se presentan dichas cotizaciones entre 2011 y 2013, correspondientes a la bolsa New York Stock Exchange (NYSE); si se analiza la Figura 1(b) con mayor detalle, ésta muestran un comportamiento volátil que impide observar una tendencia definida a corto plazo entre 2012 y 2013.

3/14/13 5.50 NG13K 5.25 5.00 4.75 4.50 4.25

Figura 1. Comportamiento de los precios del gas natural en EE.UU

(a) Precios del Gas Natural en US
Dls/MMBTU entre Mar-2011 y Mar-2013

(b) Precios relativos del Gas Natural entre Mar-2012 y Mar-2013

FUENTE: Elaboración propia con datos tomados de The Wall Street Journal:

http://online.wsj.com/mdc/public/page/mdc_commodities.html?mod=mdc_topnay_2_3028

No obstante a lo anterior, de acuerdo con *The U.S. Energy Information Administration*, se espera a corto y mediano plazo un incremento sostenido de los precios: "Los excedentes del inventario de gas natural de EEUU son de 0.27 Trillones de pies cúbicos sobre el promedio del período 2008-12. Para Junio de 2013, los límites inferior y superior para los precios de opciones y futuros implican contratos a 2.79 y 4.67 DLS/MMBTU, respectivamente, con un intervalo de confianza del 95%." (Energy Information Administration, 2013, p. 1). Más adelante, en la página 6 de este informe se menciona que las compañías generadoras de electricidad en EE.UU., desde 2012 han empezado a tomar decisiones estratégicas en función de dicho aumento: "El incremento proyectado en los precios del gas natural contribuye a disminuir el empleo de este energético en la generación de electricidad de 25.0 Bcf/d en 2012, a 23.1 Bcf/d en 2013, y a 22.7 Bcf/d en 2014".

Más aún, este incremento esperado se confirma a través de las cotizaciones de contratos a futuro de gas natural en la bolsa NYSE, como se observa en la Figura 2:

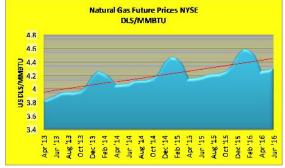


Figura 2. Cotizaciones de contratos a futuro de gas natural en NYSE

FUENTE: Elaboración propia con datos tomados de las cotizaciones publicadas el 13-Mar-2013 tomados de The Wall Street Journal, http://online.wsj.com/mdc/public/page/2 3028.html?category=Energy&subcategory=Petroleum&contract=Natural%252520Gas%252520Comp.%252520-%252520nymex&catandsubcat=Energy%257CPetroleum&contractset=Natural%252520Gas%252520Comp.%252520nymex

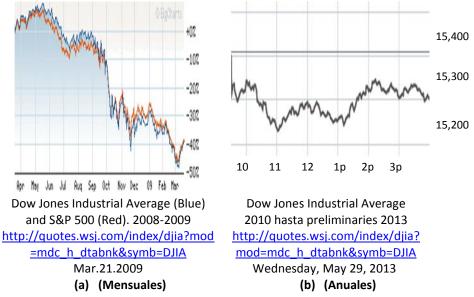
Dichas cotizaciones, después de 2016, pronostican a mediano plazo una clara tendencia al alza en los precios del gas natural, con un pico máximo de 7.5 Dls/MMBTU en 2025. Al interpretar las alzas esperadas en los precios del energético, no debe perderse de vista que tales cifras se presentan en el contexto de las expectativas que ha originado la explotación de yacimientos de gas natural en formaciones de lutitas en los EE.UU., *shale gas* en inglés. Los cambios potenciales en la oferta de gas natural, tanto en aquel país como en México, como consecuencia del *shale gas* se consideran en esta investigación, en los capítulos tres y cuatro.

Con relación a la baja de los precios del gas natural en los EE.UU., entre 2010 y 2012, éste se encuentra altamente relacionado a "la incorporación de shale gas en la oferta mundial de gas natural, que ocurre simultáneamente con la crisis económica gestada en los mercados financieros de los EE.UU., entre 2007 y 2010, la cual dio lugar a una recesión mundial cuya terminación apenas empieza a vislumbrarse. Ambos eventos originaron un fenómeno económico bien conocido, la disminución de la demanda agregada, y el consecuente abatimiento de los precios del gas natural por causa, combinada, de ambos eventos económicos". Probar esta conjetura rebasa el alcance y objetivos del presente trabajo, sin embargo, se resumen cinco evidencias que podrían apoyarla:

a) La gestación de la crisis económica mundial, originada en los mercados financieros en los EE.UU., con sus efectos aún recurrentes, puede apreciarse en el comportamiento del Índice Promedio Industrial Dow Jones (DJIA) (Journal, 2013).

En la Figura 3(a), se observa la pronunciada caída mensual de los principales índices entre 2008 y 2009, el ya mencionado DJIA, junto con el Standard and Poors 500, que representa las cotizaciones en bolsa de las 500 empresas más importantes de EE.UU.





FUENTE: Elaboración propia con herramientas de The Wall Street Journal.

En la Figura 3(b), se observa el comportamiento del Índice Promedio Industrial Dow Jones entre 2010 y 2012, con datos preliminares de 2013 (1p, 2p y 3p). En esta última gráfica se nota una ligera tendencia de crecimiento para 2013. En parte, la situación recesiva explicaría el abatimiento de los precios del gas natural, además del efecto originado por la irrupción de la oferta de shale gas en los EE.UU.

b) Por otra parte, Ashe, en un artículo que analiza la relación entre los precios del petróleo y el gas natural expresa que: "... la nueva producción de gas de lutitas en los EE.UU. y la reducida demanda que tuvo lugar como consecuencia de la crisis financiera condujo a una disminución de los precios del gas respecto al petróleo. Sin embargo, no es seguro que esto represente una caída permanente, ya que el tiempo promedio de sustitución entre ambos combustibles es un proceso que ocurre lentamente en este mercado". (Asche, 2012, p. 117).

Natural Gas Futures Prices NYSE
(Source: Wall Street Journal).
US DLS/MMBTU
Long term forecast

8
7
60 113
8 40 124
9 125
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 127
9 12

Figura 4. Futuros sobre gas natural en 2013.03.13

FUENTE: Elaboración propia con datos y herramientas tomados de Wall Street Journal.

- c) Sin embargo, el precio del gas natural en los mercados de futuros constituye un buen pronóstico del movimiento esperado de los precios *spot* (precio de contado en mercados de alta liquidez). Bajo esta consideración, las cotizaciones en la Bolsa de Valores de New York (NYSE), consultadas en la base de datos de *The Wall Street Journal*¹ confirman un incremento esperado de los precios del gas natural a corto plazo, como se observa en la Figura 4. La capacidad de los futuros para anticipar los precios del gas natural se ve ratificada por un estudio del Fondo Monetario Internacional: "*No encontramos diferencias significativas en la habilidad de pronóstico de los mercados de futuros, ni en mercados a la baja o a la alta, es decir, cuando los precios de contado tienden a subir o a bajar. Este nuevo resultado sugiere que el actual período de predominio financiero no distorsionó dichas capacidades de pronóstico" (Reichsfeld & Roache, 2011, p. 24).*
- d) La US Energy Information Administration (Figura 5), reconoce en el informe Energy
 Annual Outlook 2012 que el período coyuntural a la baja en los precios del gas ya

¹ Elaboración propia, mediante herramienta de *The Wall Street Journal*: Markets data-Energy-Natural Gas FuturePrices.

http://online.wsj.com/mdc/public/page/2 3028.html?category=Energy&subcategory=Petroleum&contract=Natural%252520Gas%2525 20Comp.%252520-%252520nymex&catandsubcat=Energy%257CPetroleum&contractset=Natural%252520Gas%252520Comp.%252520-%252520nymex

culminó, en diversos escenarios de recuperación económica (EIA, 2012, p. 47), con un aumento sostenido en dichos precios a mediano y largo plazo.

Natural gas prices vary with economic growth and shale gas well recovery rates Figure 105. Annual average Henry Hub spot Price per MBTU natural gas prices in five cases, 1990-2035 (2010 dollars per million Btu) \$3.83 History Projections Low EUR High economic growth \$3 Reference High EUR Natural Gas - Henry Hub (NYMEX) Historical Pricing • • • Natural Gas - Henry Hub (NYMEX) Future Contracts Source: S&P Capital IQ 1990 2000 2010 2020 2035 (a) Precios esperados del gas natural (b) Caída y recuperación esperada de precios

Figura 5. Comportamiento de los precios del gas natural

FUENTE: Elaboración propia, mediante herramienta de *The Wall Street Journal*: Markets data-Energy-Natural Gas FuturePrices.

e) Finalmente, una evidencia más confirma que la baja en los precios del gas se debió al aumento de oferta por el lado de shale gas: "La explicación más plausible para la divergencia entre los precios del gas natural desde finales de 2008 es el incremento en la cantidad de gas potencialmente recuperable a partir de formaciones de lutitas utilizando perforación horizontal y fracturamiento hidráulico. Entre 2009 y 2011, el volumen total recuperable de gas en lutitas en EE.UU. más que se triplicó al aumentar de 269.3 hasta 861.7 Tpc, de acuerdo a la EIA" (Thomas, 2012, p. 3); lo anterior en un clima de recesión económica que parece no concluir aún. Thomas, en la pág. 5 de esta referencia presenta una confirmación del pronóstico de crecimiento en los precios del gas natural, Figura 5(b), donde se observa la caída de los precios spot (actuales, de contado) y el crecimiento de los precios en los contratos a futuro de corto, mediano y largo plazo.

Sin embargo, debido al déficit de México en la balanza comercial de gas natural y a la declinación en las reservas convencionales de este energético reportada por PEMEX, es previsible que en el corto plazo, México dependerá de las importaciones de gas natural de los EE.UU. Según datos publicados por PEMEX, entre 2001 y 2012, las reservas de gas seco del país disminuyeron 16.6%, al decrecer desde 55,515.1 hasta 46,308.5 Miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) durante ese período. (PEMEX, 2012, p. 12).

Cuadro 1. Balanza comercial de gas natural

	PERÍODO	2001	2011	% Var
	EXP	47.8	1.6	-97%
MM DIs	IMP	423.8	1,272	200%
	SALDO	-376	-1,271	238%
			-	
	EXP	24.9	1.3	-95%
MMpcd	IMP	292.2	790.8	171%
	SALDO	-267.3	-790	195%

FUENTE: Elaboración propia con datos tomados del Anuario Estadístico 2012, PEMEX.

Al efecto, es pertinente señalar que la dependencia de México del gas importado originó, entre 2001 y 2011, un déficit creciente que en esos 11 años llegó al 238%, al pasar de solo 376 MM Dls a 1,271 MM Dls en este período, Cuadro 1. Más aún, si se calcula el déficit monetario acumulado en ese lapso, de acuerdo a las cifras publicadas por PEMEX, este alcanza un monto de 7,988.8 Millones de Dls. (PEMEX, 2012, p. 51).

Como es de esperar, el intercambio internacional se encuentra sujeto a diversos factores, económicos y financieros como: oferta y demanda, precios relativos, tipos de cambio, tasas de interés, además de otros factores extraeconómicos. El informe 2012 de la EIA menciona que para la estrategia energética de los EE.UU.: "Generalmente, precios bajos del gas natural,..., resultan en menores importaciones provenientes de Canadá y mayores exportaciones hacia México" (EIA, 2012, p. 62).

De acuerdo con lo anterior, la misma fuente menciona que las importaciones de gas natural por parte de México crecerán de 0.3 a 1.7 trillones de pies cúbicos entre 2010 y 2035, de acuerdo con el caso de referencia AEO2012 (EIA, 2012, p. 73). En esta fuente, se

expresa también que: "En México, el consumo de gas natural muestra un robusto crecimiento hasta 2035, mientras que su producción local crece a una tasa menor. Como resultado, las crecientes importaciones de gas natural provenientes de los EE.UU. cubrirán el déficit entre producción y consumo de México" (EIA, 2012, p. 94). Específicamente: "En el caso de Referencia AEO2013, las importaciones netas de gas natural (de los EE.UU.) por gasoducto provenientes de Canadá disminuyen sostenidamente sobre todo el período de proyección (2011-2035), mientras que las exportaciones netas hacia México crecen 387 porciento" (EIA, 2013, p. 3).

La importancia de estos contrastes se puede valorar, si se observa el peso que tiene el gas natural en el Balance Nacional de Energía (SENER, 2011, p. 63):

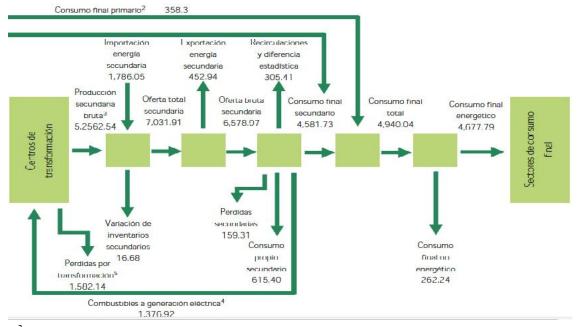


Figura 6. Estructura del Balance Nacional de Energía 2010 (petajoules)

1,385.16; Electricidad: 873.14.

FUENTE: SENER. Balance Nacional de Energía 2010. México, 2011, p. 63.

Como puede observarse, el gas seco es una corriente fundamental en el Balance Nacional de Energía, ya que su participación, 1,385.16 Petajoules (Pjs), representa el 26.3% de la Producción Secundaria Bruta de Energía del país, 5,262.5 Pjs; superior al peso de la

²Carbón: 6.10; Energía solar: 4.91; Bagazo de caña:87.99; Leña: 259.31.

³Coque de carbón: 58.60; Petrolíferos: 2,769.71; Productos no energéticos: 175.94; Gas seco:

electricidad, 16.6%; sólo superada por el peso de los petrolíferos, 52.6% (producidos en el Sistema Nacional de Refinación). Desde otra perspectiva, el peso del gas seco representa el 77.6% de la Energía Secundaria Importada por el país, 1,786.05 Pjs. Considerando el peso que tiene el gas seco en la matriz energética nacional, se puede explicar su impacto en la productividad del país, particularmente su efecto catalizador en la dinámica industrial. De aquí la importancia estratégica que representa estudiar el comportamiento de sus precios, independientemente de la volatilidad coyuntural de éstos. El impacto del gas natural en la industria es determinante para el incremento de la productividad industrial, como lo prueban los efectos de la disminución de precios en los EE.UU. por efecto de la oferta del shale gas en ese país: "Una revisión de la producción industrial refleja los impactos en el crecimiento de la producción del shale gas y la disminución en los precios del gas natural, lo cual dio lugar a un rápido crecimiento de la producción industrial y el consumo de energía. Las industrias afectadas incluyen, particularmente, la química industrial y la metalurgia primaria". (EIA, 2013, p. 3).

Como se puede inferir de todo lo anterior, los precios del gas natural en México se encuentran bajo la influencia de complejos factores a lo que debe agregarse que dichos precios se determinan en México –por mandato de Ley-, con referencia a su costo de oportunidad. Al efecto, en aquella época de subidas abruptas en los precios del gas, la crisis energética se refleja en un informe de *The World Economic Council*, donde se señalaba en 2001 que:

"Otro aspecto de interés es que la vinculación de los precios domésticos de la energía...//... entre México y EUA es que en muchos casos los consumidores mexicanos pueden terminar pagando precios injustificadamente altos ya que México tiene suficientes recursos de energía propios para satisfacer su demanda. Por ejemplo, el incremento de precios en el invierno 1996-1997 se debió más a condiciones (meteorológicas) prevalecientes en los EE.UU. que en México." (WEC, 2001, p. 55)

"La reforma de los precios (en México) para vincularlos con los correspondientes en los EE.UU., a fin de reflejar el costo de oportunidad de los recursos ha sido problemática en vista del grado de elevación que han sufrido por tal política. Aunque el argumento del costo de oportunidad es económicamente razonable, también es importante que un país, que cuenta con ventajas de localización, pueda utilizar su propia dotación de recursos en provecho propio. En otras palabras, es razonable para un ciudadano mexicano esperar precios bajos para la energía que consume, dado que México cuenta con grandes recursos energéticos de petróleo y gas." (WEC, 2001, p. 56)

Y efectivamente, entre 2000 y 2010, los precios del gas natural a nivel nacional se incrementaron 69.7% para el sector residencial y 44.5% para el sector industrial (SENER, 2011, p. 50). Más aún, concluye el informe de The World Energy Council que:

"La fijación de precios con referencia al costo de oportunidad se basa en el valor que la energía debería tener si pudiera ofrecerse y comprarse fuera del país en lugar de consumirse en su interior. Este enfoque permite fijar un estándar de referencia para establecer una política. En México, por ejemplo, el método para determinación de un precio interno para el petróleo, podría ser el ingreso neto si el barril de petróleo fuera vendido en los EE.UU., tomando en cuenta los costos de transporte y calidad. ...//... este método proporciona una «sana medida» para asegurar que los precios internos «no estén totalmente desalineados», especialmente con los países vecinos. Sin embargo, algunos países se benefician de sus ventajas de localización en términos de la oferta de energía (aunque se encuentren en desventaja en todo lo demás...)." (WEC, 2001, p. 12)

Cuadro 2. Factibilidad de proyectos y precios del gas natural

Líquidos (%)					
Precio del gas natural	0%	15%	20%	25%	30%
2.5	-58%	-22%	-10%	2%	14%
4	-33%	-1%	10%	21%	31%
5.5	-8%	20%	30%	39%	49%
6	0%	27%	36%	46%	55%

FUENTE: SENER. Perspectivas para el desarrollo de gas y aceite de lutitas (Shale Gas/Oil) 2012

Finalmente, con relación a los bajos precios del gas natural en México, por las coyunturales razones analizadas, se puede concluir que de no volver a tomar su nivel y tendencia histórica, el mercado castigaría la factibilidad económica de los proyectos de inversión para desarrollar los recursos de *shale gas*, tanto en México como en los EE.UU., ya que el flujo de efectivo generado por cada proyecto, disminuido por precios de venta bajos, haría inviable obtener un rendimiento superior al costo del capital invertido, es decir, los proyectos arrojarían un valor presente neto negativo. Lo anterior, se puede inferir del Cuadro No. 2, obtenido de la publicación indicada de la SENER, donde se observa que el *umbral de rentabilidad por proyecto* es de 10%, para un precio de 4 Dls/MM Btu, con un porcentaje de líquidos en el gas del 20% (SENER, 2012, p. 4). Cabe señalar, que ni en este cuadro ni en la fuente citada se aclara, si estos porcentajes de

rentabilidad se determinaron incluyendo ajustes por riesgo operacional, financiero o ambiental, los cuales, podrían ser considerables, haciendo inviable el desarrollo del sector a ambos lados de la frontera.

1. FORMACIÓN DE PRECIOS EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

1.1 Antecedentes en la formación de precios del gas natural

Los mecanismos de formación de precios en el mercado de gas natural en México han evolucionado en los últimos lustros. Rosellón menciona que: "En 1996 el gobierno de México vinculó el precio del gas natural a un precio de referencia del mismo bien en Houston, más costos netos de transporte. Esta fórmula para la determinación del precio, conocida como regla netback², estaba en consonancia con la teoría económica. Es la puesta en práctica del método Little-Mirrlees, mediante el cual el precio en Houston es una medida del costo de oportunidad³ que tiene para México consumir el gas, en lugar de exportarlo a Estados Unidos. Pero dejando de lado la teoría económica, en la práctica la regla netback ha sido atacada en México durante varios picos de precios norteamericanos. Muchos consumidores industriales mexicanos no tenían estrategias de cobertura para tales acontecimientos y, por tanto, se ha dado una intensa presión política para que el precio del gas no se rija ya por la referencia a Houston". (Rosellón, 2008, p. 72). Respecto al problema de formación de precios y la regulación en el mercado de gas natural,

⁻

² Secretaría de Energía: *Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010*. Pag. 99. Net back: Modelo para determinar los precios del gas natural en el punto de entrada al mercado, ya sea en la frontera por donde se importa o en la región productora. El precio se calcula partiendo del precio final al consumidor, menos el descuento de los costos de transporte y distribución.

García Páez, Benjamín. Terminología en economía energética. Rev. Ensayos, Economía Política e Historia. Vol II, No. 5, P69. 1985, División de Estudios de Posgrado. Facultad de Economía, UNAM. En el caso del petróleo crudo, el precio Net Back es el precio teórico de los crudos, nuevamente calculado sobre la base de las cotizaciones de sus derivados, comparado con los precios oficiales. Si el netback es negativo, toda compañía que compra a la cotización oficial pierde dinero. Los compradores prefieren adquirir directamente los derivados, y desisten del crudo, lo que origina la baja en el precio de compra de este último.

³ Costo de oportunidad: Valor de la segunda mejor alternativa que se abandona al elegir determinada opción. Ver *Federal Reserve Bank of St. Louis. U.S.A.*

http://www.stlouisfed.org/education resources/economic-lowdown-podcast-series/opportunity-cost/

Rosellón menciona líneas adelante que según Adelman, "por lo general se producen de manera conjunta el petróleo, el gas y el gas natural licuado (LNG); en esos casos resulta imposible asignarle costos de producción a un producto específico. Por consiguiente es imposible definir el precio del gas con referencia al costo de producción. Por último, los bienes producidos son sustitutos en el consumo. El gas y el petróleo son sustitutos en la generación de energía; los líquidos del gas natural, el gas y el petróleo son sustitutos como materias primas. Esto crea problemas muy difíciles de regulación de precios. Pese a ello, la CRE tiene la responsabilidad de regular el precio del gas natural".

La asignación eficiente de recursos en los mercados competitivos parte de la premisa de que el precio de los bienes que se intercambian, debe reflejar su costo de oportunidad. En este caso, se consideró como supuesto fundamental del mecanismo de formación de precios, que el costo de oportunidad para el gas natural de México se encuentra en los precios del energético en el *Houston Ship Channel*. Es decir, que para México es indiferente consumir el gas producido en territorio nacional o venderlo a los EE.UU. De esta manera menciona Rosellón que, "el precio del gas natural en Ciudad Pemex, en el sureste de México (donde se produce más de 66% del gas natural, como subproducto de la extracción de petróleo) se vinculó, por medio de la fórmula netback, al precio del mercado del Houston Ship Channel (uno de los más importantes mercados de gas de Texas). El precio del gas en Ciudad Pemex es igual al precio de Houston más los costos de transporte desde Houston hasta el punto de arbitraje⁴ en Los Ramones, al noreste de México, menos los costos de transporte desde ese punto hasta Ciudad Pemex". Líneas adelante el autor de esta cita refiere que "La regla netback implica también que el precio del gas mexicano es insensible a las variaciones de la demanda de gas en México, y que los consumidores se

_

⁴ En aquella época, el *punto de arbitraje* se ubicaba en *Los Ramones*, al norte de México. Punto de arbitraje: "Lugar donde se encuentran los flujos de gas natural provenientes del norte y del sur. El precio de ambos es el mismo. El punto de arbitraje se traslada hacia el norte (sur) en la medida en que las importaciones de gas por parte de México decrecen (aumentan)." Cfr. Rosellón, Juan. *Incentive Regulation and Investment: Developments in Mexican natural gas market*. Natural Gas In North America: Markets & Security Rice University's James A. Baker Institute for Public Policy. November 16, 2007. https://bakerinstitute.org/events/1101/

enfrentan a una curva de oferta plana. En estas circunstancias, la cantidad de gas importado o exportado funciona como factor de equilibrio". (Rosellón, 2008, p. 74)

No siempre la teoría económica es congruente con la realidad, en este caso, la formación de precios nacionales con referencia internacional repercutió de manera drástica en el aparato productivo de México, ya que, como refiere Rosellón: "en el invierno 2000-2001 el precio del gas en Houston subió de unos dos dólares por MMBTU, en enero de 2000, a casi 10 dólares en enero de 2001. Muchas empresas mexicanas no tenían estrategias de cobertura, y por lo tanto se vieron en graves problemas. Hubo plantas que tuvieron que cerrar. Se ejerció una intensa presión sobre la CRE para que abandonara el criterio de Houston para fijar los precios del gas. Pemex rescató a las compañías que se encontraban en problemas ofreciendo contratos take or pay (acuerdo entre el comprador y vendedor, que obliga al primero a pagar una cantidad mínima del producto o servicio, aun en el caso de que su entrega no sea inmediata) a tres años (una estrategia de cobertura) de cuatro dólares por MMBTU". (Rosellón, 2008, p. 75).

1.2 Regulación del mercado de gas natural en México

En el Reglamento de Gas Natural vigente en México durante el período que abarca el presente estudio, se define el concepto de Ventas de Primera Mano (VPM), como: "La primera enajenación de gas de origen nacional que realice Petróleos Mexicanos a un tercero para su entrega en territorio nacional" (CRE, 1995, p. 2). En el Artículo 8 de este ordenamiento se establece que ". . . la metodología para su cálculo deberá reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta". En este Reglamento, Artículo 81, se indica que "Dicha metodología no será obligatoria cuando existan condiciones de competencia efectiva, a juicio de la Comisión Federal de Competencia. Los permisionarios podrán solicitar a ésta que declare la existencia de condiciones de competencia efectiva". En este caso, el Artículo 12 del Reglamento establece que : ". . . los términos y condiciones

para las ventas de primera mano y el precio del gas podrán ser pactados libremente." (CRE, 1995, p. 5).

Cabe señalar que en dicha normatividad: "la venta de primera mano es una actividad reservada en exclusiva al Estado, por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, en tanto que el transporte, el almacenamiento, la distribución y la comercialización son actividades que pueden ser realizadas por los particulares". (CRE, 2000, p. 94).

Posteriormente, en la Resolución No. RES/220/2010, publicada en el Diario Oficial de la Federación 29/Sept/2010, se incluye en la definición anterior al gas importado por Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios (PEMEX) (CRE, 2010).

Los precios de *venta de primera mano* de gas natural por parte de PEMEX a los distribuidores nacionales en las diversas regiones tarifarias⁵ delimitadas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), se determinan en el período bajo estudio mediante la fórmula establecida por ésta, tomando como referencia los precios del energético en el Henry Hub y el sur de Texas en EE.UU. (CRE, 2011); dichos precios se ajustan mediante cargos por transporte a través del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) hasta los puntos de entrega preestablecidos en tales regiones, más otros conceptos especificados en dicha fórmula y en otras Directivas de la CRE (CRE, Diario Oficial de la Federación, 2007).

Respecto al precio de venta al usuario final, de acuerdo al Artículo 90 del citado Reglamento, los distribuidores aplicarán las tarifas considerando las siguientes componentes: "El precio que los distribuidores cobren a los usuarios finales estará integrado por: I. El precio de adquisición del gas; II. La tarifa de transporte; III. La tarifa de almacenamiento, y IV. La tarifa de distribución". (CRE, 1995, p. 29)

Para todos los agentes de mercado que participan en la cadena de valor –tanto por el lado de la oferta y como de la demanda-, es importante analizar de modo permanente la

-

⁵ Zonas Norte, Centro, Golfo, Occidente y Sur. Ver Anexo 1.

estructura de precios relativos de las VPM interregionales, o equivalentes internacionales en este mercado, tanto inter-temporal como transversalmente, con el fin de hacer transparente la eficiencia de precios -y del mercado-, en el proceso de las decisiones empresariales. Al efecto, la Directiva vigente en el período estudiado, señala que "el sector de hidrocarburos deberá garantizar que se suministre a la economía el petróleo crudo, el gas natural y los productos derivados que requiere el país, a precios competitivos, minimizando el impacto al medio ambiente y con estándares de calidad internacionales". (CRE, 2011, p. 3). Sin embargo, independientemente de que existe una norma⁶ por separado para ajuste por calidad, ex post, en la fórmula publicada para los precios de VPM bajo análisis -mostrada a continuación-, no se observan correcciones al precio de VPM por impacto al medio ambiente ni por calidad, ya que por ejemplo, para Reynosa sólo incluye las siguientes variables para calcular el precio diario de VPM en Dls/Gigajoule: Precio Henry Hub; diferencial en Sur de Texas; dos variables derivadas del Balance Comercial de gas; transporte entre la frontera y el sur de Texas; y tarifa de inyección Golfo-Golfo. Determinar dichas correcciones requiere el análisis de los costos económicos por externalidades en impacto ambiental, y la valoración económica de los parámetros de calidad normativos en esta industria. (CRE, 2011, p. 5).

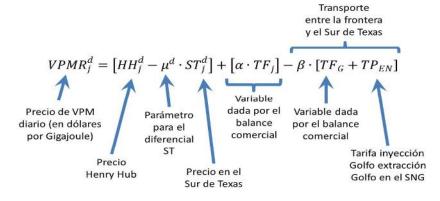


Figura 7. Fórmula para determinación del precio de VPM del gas natural

FUENTE: Comisión Reguladora de Energía

_

⁶ Ver Resolución RES/351/2010. En los denominados "Términos y condiciones generales para las ventas de primera mano de gas natural" se describen procedimientos para los reclamos de ajuste por calidad, que inclusive contemplan la posibilidad de peritajes y litigios para este fin. Este desfase entre formación de precios y ajuste por calidad no es poca cosa para los distribuidores, si consideramos la magnitud de la facturación involucrada.

En esta Directiva se establece que el parámetro μ^d representa la diferencia de largo plazo entre las series de las cotizaciones diarias en Henry Hub y el sur de Texas, y es resultado de un modelo de regresión por mínimos cuadrados ordinarios (CRE, 2011, p. 6).

En el mismo ordenamiento se precisa que "Los parámetros α y θ se establecen de acuerdo con el escenario de comercio exterior que se verifique el día del cálculo del precio (día de flujo). Para cada día se tomará en cuenta el balance comercial del día de flujo de que se trate en los gasoductos que cuenten con interconexión fronteriza en Tamaulipas vinculados con el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)". (CRE, 2011, p. 7):

Figura 8. Ajuste de la fórmula por balance comercial

Escenario de Balance Comercial	α	β
Exportación	-1	1
Equilibrio	0	0
Importación	1	0

FUENTE: Comisión Reguladora de Energía

Con relación a lo anterior, en el sitio internet de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), se refiere que:

De conformidad con la DIR-GAS-001-2009, en esta sección podrá consultar los precios máximos mensuales y diarios de VPM en Reynosa y Cd. Pemex a partir de agosto de 2009.

El 20 de julio de 2009, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural de Venta de Primera Mano DIR-GAS-001-2009. Con ella se autorizó una sola metodología para el cálculo de los precios del gas natural, la cual se encuentra vigente desde el 1ro. de agosto de 2009.

La nueva directiva reconoce que el costo de oportunidad del gas natural en México está en el mercado de Norteamérica y por lo tanto continúa tomando como referencia el mercado del Sur de Texas, pero a diferencia de la metodología anterior, incorpora una referencia al mercado de Henry Hub y un ajuste para estimar el precio en el Sur de Texas.

Dependiendo del escenario de comercio exterior, la fórmula reconoce el costo de transporte entre el Sur de Texas y Reynosa, al cual:

- a) Se suma si el escenario es de importación neta
- b) Se resta si el escenario es de exportación neta
- c) No se aplica si el escenario es de balance (equilibrio)

Adicionalmente, ante un escenario de comercio exterior de exportación neto, la fórmula considera un término adicional que resta la tarifa de transporte intrasector Golfo-Golfo. (PEMEX, 2012)

Adicionalmente, las disposiciones oficiales en la materia establecen la obligación de las instituciones y organismos estatales involucrados en el mercado de gas natural, de publicar periódicamente información relevante sobre los precios bajo estudio, cantidades ofertadas y consumidas así como algunos parámetros relacionados con los precios de VPM.

1.3 Planteamiento del problema de investigación

Con base en los puntos anteriores, a continuación, sucintamente se resume el problema de investigación que justifica el presente estudio:

a) Consistencia de la información.- A fin de evaluar el comportamiento y eficiencia de los precios de VPM del gas natural, existen diversas fuentes de información, no siempre consistentes entre sí, entre las que se encuentran las publicadas por la CRE, la Secretaría de Energía (SENER), PEMEX, el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI), y las empresas distribuidoras, entre otras. En ocasiones, simplemente la conversión de unidades dimensionales de las cantidades involucradas origina entropía en la información -y diferencias en la determinación de los precios-, como lo reconoce la propia CRE: "la multiplicidad de operaciones involucradas, entre ellas, las de conversión de unidades, pueden derivar en resultados distintos dependiendo de las reglas de anteposición que se apliquen". (CRE, 2011, p. 3) Para quienes toman decisiones en la cadena de valor, la extensa disposición de datos primarios -siendo necesaria-, es insuficiente en periodicidad y detalle para evaluar la eficiencia del mercado y las políticas públicas relacionadas, por lo que es importante la realización de estudios independientes -principalmente en instituciones académicas y entidades afines-, a efecto de evaluar, contrastar, resumir y agregar valor a dichos datos primarios sobre los precios de VPM, con el suficiente rigor metodológico y calidad en el proceso de transformación de los datos primarios en conocimiento económico.

b) Diferenciales de precios interregionales.- Las diferencias de precios entre las diversas zonas tarifarias del país, si bien se derivan de los ajustes por transporte del gas natural respecto a las cotizaciones del Henry Hub y del sur de Texas, podrían requerir ajustes adicionales relacionados con una variable esencial, la elasticidad-precio de la demanda, uno de los parámetros fundamentales de la teoría económica, como función de la disponibilidad o escasez relativa de gas natural en cada una de las regiones de México; lo anterior, además de los parámetros asociados a la balanza comercial de gas ya considerados en la fórmula institucional. Estas diferencias de precios se pueden apreciar en la Figura 9, donde se muestra su evolución entre Agosto de 2009 y Febrero de 2012, en dos puntos extremos de la geografía nacional, Ciudad Pemex, Tab. Y Reynosa, Tamps.

Figura 9. Ventas de Primera Mano Gas Natural (DIs/MMBTU) 20.00 DIS/MMBTU 15.00 10.00 VPM CdPx 5.00 0.00 VPM_rynsa noviemb:¦. noviemb. noviemb⁻ agosto 09 ebrero 10 mayo 10 agosto 10 ebrero 12 mayo 12 agosto 12 ebrero 11 mayo 11 agosto 11 P_refcia

FUENTE: Elaboración propia con datos tomados de la CRE.

1.4 Objetivo

El objetivo de esta investigación es el de analizar la estructura de precios para las VPM en el mercado mexicano de gas natural durante el período 2002-2012; y determinar la elasticidad precio de la demanda, con el propósito de evaluar la eficiencia del mercado y

las políticas públicas en la materia; para el efecto, se formula un modelo teóricometodológico para estos fines.

Cabe destacar que a través de la política energética, el gobierno incide en la productividad y competitividad de aquellos sectores de la economía intensivos en el empleo de este energético como son la generación de electricidad, la industria manufacturera, particularmente la siderúrgica, metal-mecánica y la petroquímica, el transporte, así como el consumo energético de los hogares. Adicionalmente, a través de la política fiscal – impuestos y/o subsidios-, el gobierno orienta las políticas adoptadas por cada administración hacia determinados sectores de la actividad económica. Los precios aplicados al gas natural, forman parte relevante de la política energética.

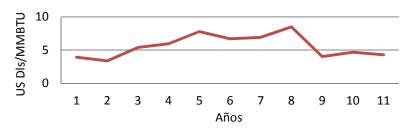
1.5 Justificación

1.5.1 El mercado nacional

Las ventajas del gas natural como un combustible de alto poder calorífico y menor impacto ambiental respecto de otras alternativas energéticas, son reconocidas mundialmente. Sin embargo, en México este energético se encuentra en el centro del debate por la insuficiencia en la producción nacional e infraestructura insuficiente, factores que repercuten en la estructura de precios. Adicionalmente, como ya ocurrió en el pasado, la vinculación de los precios domésticos al precio internacional referido sin coberturas financieras adecuadas, da lugar a que los precios internacionales repercutan su volatilidad en el mercado interno.

Los precios graficados en la Figura 10, son consistentes con los registrados por PGPB, entre 2001 y 2011, (PEMEX, 2012). Ésta serie de precios delínea dicha variabilidad, como antecedente al análisis más detallado que se presenta en el capítulo tres de este trabajo.

Figura 10. Evolución precios del gas natural en México, 2001-2011 (US DIs/MMBTU)



FUENTE: Elaboración propia con datos tomados de PEMEX, Anuario Estadístico 2012.

La creciente demanda del energético y su escasez en el mercado nacional ha rebasado las políticas públicas en la materia, al grado de que se han originado iniciativas de los industriales para importar gas natural bajo esquemas distintos a los previstos en la política institucional. La situación del gas natural en México genera presiones políticas sobre la estructura de precios determinada por la CRE, para resolver el problema de la escasez.

Por otra parte, en un estudio realizado por el Instituto de Investigaciones Legislativas del Senado de la República, se refiere que: "Aunque México es un importante poseedor de reservas de gas natural a nivel mundial, para poder abastecer la demanda de este combustible en los próximos años requerirá de recursos, según datos de la Secretaría de Energía, por 83 mil millones de pesos anuales en el periodo 2002-2011", para "disminuir las importaciones de este combustible y cubrir el déficit que tiene para abastecer el mercado interno. , ya que en los últimos años y durante los subsecuentes, la política para incrementar las plantas de generación de energía eléctrica está basada en tecnología de ciclo combinado que utiliza gas natural, recurso no renovable y del cual no somos autosuficientes. Estas razones, podrían ocasionar en el futuro el desabasto de energía eléctrica, lo que provocaría serios problemas en el desarrollo económico y social de México." (Hernández Muñoz, 2003, p. 68). Como se puede apreciar por esta cita, las reservas y el perfil de demanda del gas natural en México, reviste características que ubican a este energético como un recurso estratégico. En este orden

de ideas, en el mismo Informe senatorial, se precisa la jerarquía normativa que tutela al marco regulatorio del gas natural en México:



Figura 11. Esquema normativo del gas natural en México

1.5.2 Escenario internacional

El mercado internacional de gas natural, en las últimas décadas ha adquirido una importancia primordial para el desarrollo económico, por ejemplo, Hartley menciona que este energético es producido y consumido en cuarenta y tres países, además de que sus precios son regulados en gran parte del mundo. Por su parte, la Agencia Internacional de Energía predijo que la demanda mundial de gas natural se incrementará en 90% para 2030; . . . con el gas superando al carbón como la segunda mayor fuente de energía. (Hartley & Kenneth, 2005, p. 11).

Tradicionalmente, el gas natural se ha negociado en mercados regionales como los correspondientes a Europa, Norteamérica y Asia-Pacífico, este último preponderantemente se trata de Gas Natural Licuado (GNL), cuyos costos, según Einard y Lund, se han reducido de manera importante, lo que ha incrementado el tráfico intercontinental. La IEA (2007) estimaba que el volumen negociado se duplicará antes de 2015 y que el cociente *reservas a consumo anual de gas natural* es de 10 años en Norte

América, 300 años en el Medio Oriente y que en Europa este cociente ha disminuido de 9 a 6 años en la última década. (Einar & Lund Sagen, 2009, p. 18). Por lo que se refiere a la regulación a nivel internacional, esta fuente menciona que los mercados de gas natural en Europa y Japón son fuertemente regulados, mientras que en los EE.UU. e Inglaterra se han venido liberalizando, tendencia que en general presentan los países miembro de la OCDE; así mismo, la fuente citada menciona que los contratos de largo plazo han estado ligados a la evolución de los precios del petróleo, pero que también se han incrementado las negociaciones basadas en mercados *spot*⁷ y la indexación de precios en este tipo de contratos. (Einar & Lund Sagen, 2009, p. 27)

Específicamente, para el caso de Europa continental, Rosellón menciona que "los precios del gas en Francia y Alemania se determinan mediante negociación entre compradores y vendedores; a través de contratos con las compañías nacionales de gas en Noruega (Statoil), Argelia (Sonatrach) y Rusia (Gazprom). En países de la OCDE existen dos formas principales para determinar el precio: en algunos países (Alemania, Holanda, Suiza, España, Suecia y Dinamarca) los precios se fijan de acuerdo a precios de combustibles sustitutos mientras que en otros se fijan de acuerdo al costo. Países como Bélgica, Francia, Inglaterra e Italia emplean una mezcla de ambos enfoques, mientras que en países como Japón y EE.UU. el precio del gas importado se fija agregando al precio en la frontera los costos de transportación, distribución y almacenamiento." (Rosellón, 1998, p. 273)

Por otra parte, Gunnarshaug y Ellerman abordan el problema de la definición económica del concepto *mercado regional*, en este caso del gas natural en la región noreste de los EE.UU., como "un área dentro de la cual el precio tiende hacia la uniformidad, propiciando la formación del mercado vía costos de transportación (permisivos)" entre otros. (Gunnarshaug & Ellerman, 1998, p. 15). En esta fuente, se reconoce un aspecto crucial en el comportamiento aleatorio de los precios dentro de un mercado regional: "Los choques

_

⁷ García Páez, Benjamín. Op. Cit. Pag. 69. "Mercado spot: También conocido como al contado, libre, informal, ocasional, de subasta, nació como mercado paralelo y circunscrito a la estrategia de la Agencia Internacional de Energía. Relativamente poco representativo hasta 1981, adquirió importancia conforme los compradores se volvían cada vez más reticentes a comprometerse con contratos de mediano o largo plazo, por el temor a que disminuyeran los precios."

estocásticos que afectan la oferta y la demanda pueden crear movimientos divergentes en los precios del gas natural en algunas partes de cierto mercado; pero, estos movimientos se encuentran limitados en tamaño y duración por la posible aparición de movimientos correctivos ya sea en el gas o por parte de los compradores. Así, si se observan de cerca los movimientos de precios paralelos, la localización del precio que interesa se encuentra en el mismo mercado. Cuando se encuentran movimientos de precios discordantes, entonces el precio del gas estudiado no se encuentra en el mismo mercado, a menos que el origen de la discordancia se origine en cambios en los costos de transportación". Este fenómeno fue estudiado por los autores citados, Gunnarshaug y Ellerman, mediante análisis de regresión por mínimos cuadrados, ajustando la siguiente ecuación:

$$P_i = \alpha_1 + \beta_1 P_{HH} + \epsilon$$

donde: P_i es el precio en la ciudad de referencia; α_1 es una constante, el intercepto; $\beta_1 P_{HH}$ es el coeficiente de precios del gas en el Henry Hub y ϵ es el error de la regresión. Estas observaciones son pertinentes para el caso en estudio, considerando que para el establecimiento y regulación de las tarifas del gas natural en México, las zonas tarifarias presentan desiguales niveles de desarrollo regional e infraestructuras asimétricas. Como resultado de su investigación, los autores concluyen que: "Existe un muy alto grado de correlación (> +0.95) entre los precios del gas natural entre 1994 y 1997 en cinco ciudades que constituyen el centro y la periferia de esta región (noreste), -Nueva York, Boston, Buffalo, Pittsburgh y Baltimore-, lo cual define a la región noreste como un solo mercado de gas natural". (Gunnarshaug & Ellerman, 1998, p. 32)

Otro aspecto reconocido en la literatura internacional sobre la regulación del precio del gas natural a nivel regional, es el problema que enfrenta la entidad reguladora para incentivar medidas de eficiencia hacia las compañías distribuidoras locales (CDL). Al efecto, Muthuraman et al refieren que: "El costo del servicio es el esquema regulatorio típicamente utilizado por los reguladores estatales para influir en el precio al consumidor del gas natural a través de las CDL. Bajo tal esquema, éstas tienen poco incentivo para reducir eficientemente sus costos de procura. Las CDL están más interesadas en justificar

sus costos de procura que en minimizarlos. Los cambios recientes en los mercados de gas natural y el incremento en la volatilidad de los precios, han magnificado la discrepancia entre los objetivos del ente regulador y las CDL. Los reguladores, en beneficio de los consumidores buscan los mejores mecanismos para controlar el costo del servicio pagado por éstos". (Muthaman, Aouam, & Rardin, 2008, p. 1144). Al efecto, los autores desarrollan un mecanismo regulatorio que requiere del compromiso de los reguladores para diseñar una política óptima de benchmarking⁸ a fin de comparar los costos de procura de las CDL, la cual contempla como premio bonos de desempeño para incentivar la eficiencia en el proceso de procura. Esta política se determina en el estudio citado, mediante la determinación de fronteras de eficiencia en costo, que ubican el desempeño de las CDL en cada región.

1.5.3 Los precios en el Henry Hub como referencia del precio del gas natural en México

Por su naturaleza geopolítica, aunque cada mercado energético tiene una estructura oferta-demanda diferente, por lo general sus precios requieren una referencia internacional para establecer marcos comparativos. Por ejemplo, en el mercado de petróleo crudo en el continente americano la referencia generalmente empleada es el precio del crudo West Texas Intermediate, WTI; mientras que en Europa este nivel de referencia lo constituye el precio del petróleo Brent producido en el Mar del Norte.

En el caso del mercado de gas natural, en América del Norte, una de las principales referencias es la cotización determinada en el Henry Hub de Louisiana, EE.UU.; al efecto, en el estudio publicado por The Energy Charter Secretariat se menciona que "Mientras que el petróleo crudo se ha desarrollado como un commodity global, la situación del gas es más complicada. El indicador de liquidez se denomina normalmente "índice de rotación". Este índice es el cociente entre el volumen negociado y el volumen suministrado. Un índice de al menos 15 se considera el umbral (inferior) para caracterizar a un mercado como líquido. Los centros de distribución ('hubs' en inglés) en EE.UU., fueron creados por la

-

⁸ Comparación de capacidades empresariales competitivas entre diversos concurrentes en un mercado

industria en lugares apropiados, siendo el Henry Hub, en Louisiana, el más importante de éstos. El Henry Hub tiene un índice de rotación que oscila alrededor de 100, lo cual constituye un indicador de alta liquidez. Comparativamente con el petróleo crudo, el índice de rotación del crudo West Texas Intermediate y del petróleo Brent oscila alrededor de 500". (Energy Charter Secretariat, 2007, p. 99).

En el mercado norteamericano de gas natural "es ampliamente aceptado que el precio del gas natural en el Henry Hub en el sureste de Louisiana, tiene influencia sobre la formación de precios del gas natural en todo EE.UU. El Henry Hub constituye el centro distribuidor de gas natural más importante de ese país cuyos precios spot y a futuro sobre este energético representan una referencia nacional, y este centro es utilizado por el NYMEX como punto de suministro para sus contratos a futuro de gas natural". (Michot, 2004, p. 102). The U.S. Energy Information Administration estima que en los EE.UU. aproximadamente 49% de la producción de gas natural a boca de pozo ocurre o pasa cerca del Henry Hub; este centro distribuidor: "es operado por su propietaria, Sabine Pipe Line, LLC, subsidiaria de ChevronTexaco. Su sistema de transporte de gas se inicia en Texas cerca de Port Arthur, corre a través del sur de Louisiana, no lejos del Golfo de México y termina en Vermillion Parish, Louisiana, cerca del poblado Erath. Físicamente, el Henry Hub se ubica en la Planta de Procesamiento de Gas Henry de Sabine". (Budzik, 2012, p. 2). La distancia entre Reynosa, Tamps. y el Henry Hub (Erath) es de aproximadamente de 894 Km.

Respecto al comportamiento económico de los precios, el estudio de The Energy Charter Secretariat menciona que en el mercado de gas natural "Existen diferencias importantes por el lado de la demanda: en todas las regiones el gas es utilizado por sectores cautivos, residenciales y comerciales, lo que da lugar no solo a una baja elasticidad de la demanda sino también a que ésta sea fuertemente dependiente de las condiciones meteorológicas". Así mismo esta fuente señala líneas adelante que en Europa continental, Japón y Corea (del Sur), el gas natural tiene una fuerte participación en la generación de electricidad. (Energy Charter Secretariat, 2007, p. 101).

Adicionalmente, la publicación señala que "Los mercados del gas son mucho más complejos, debido a que sus elasticidades varían para distintas porciones del mercado y debido a la competencia en el empleo de combustibles alternativos" (Energy Charter Secretariat, 2007, p. 121). Por otra parte, los precios de referencia internacionales, especialmente los que corresponden a commodities se ven afectados directamente por los mercados bursátiles y de derivados. En el caso que nos ocupa, esta fuente señala que "Los precios spot del gas natural y los precios mensuales a futuro individuales con frecuencia pueden ser volátiles y son afectados por la estacionalidad. Una forma de obtener una medida más estable de los precios del gas es utilizar las series de precios del NYMEX. Éstos promedian los siguientes doce meses de contratos a futuro" (Energy Charter Secretariat, 2007, p. 123).

Con relación a México, la misma publicación menciona que "En 1977, cuando el precio en la frontera canadiense (para importaciones hacia los EE.UU.) era de 2.16 Dls/MMBTU, Pemex en México negociaba un contrato con diferentes gasoductos en EE.UU. para las importaciones mexicanas a un precio de 2.60 Dls/MMBTU. La Administración norteamericana alarmada porque este contrato podría sentar un precedente a fin de incrementar el precio del gas Canadiense, desautorizó el contrato mexicano". (Energy Charter Secretariat, 2007, p. 118). A continuación, esta fuente relata que como consecuencia de la evolución de los precios del energético: "En 1980, los EE.UU. y Canadá negociaron el 'Acuerdo Duncan-Lalonde' que estableció reglas para fijación de precios mutuamente aceptables". Estas circunstancias denotan la complejidad económica, operacional, ambiental, geopolítica y tecnológica que influyen en la formación de precios del energético.

2. MARCO TEÓRICO Y METODOLÓGICO

2.1 El contexto de la teoría neoclásica

El marco teórico de esta investigación se ubica en el contexto de (i) la teoría neoclásica, en tanto que el comportamiento de los precios asume que se comportan como variables continuas y diferenciables, en mercados homogéneos de competencia, bajo esquemas marginalistas de análisis. (ii) en el modelo de equilibrio general, toda vez que se trata de estudiar, la formación y el desempeño de mercados donde los precios regulados, nivelan oferta y demanda, aunque en este caso no se trata de todas las ramas económicas, sino la de un subsector, el gas natural, por lo que el tema se ubica en la subcategoría de teoría del equilibrio parcial; y (iii) en la teoría sobre la paridad del poder de compra, ya que se espera como consecuencia normativa, que los precios del gas natural en México reflejen su costo de oportunidad: las cotizaciones en el Henry Hub, condición que corresponde a un esquema de la "ley de un solo precio" a nivel internacional, ajustado por la inflación esperada, la paridad cambiaria peso/dólar, las tasas de interés y los contratos adelantados (forward), en ambos países, además del ajuste por costos de transporte, balanza comercial y otros relacionados.

Respecto a la teoría neoclásica, según Dequech: "En términos generales, la teoría neoclásica se ha caracterizado, principalmente por: (a) Énfasis en la racionalidad y el empleo del principio de maximización de la utilidad como criterio de racionalidad; (b) El énfasis sobre las condiciones de equilibrio; y (c) La desestimación de condiciones fuertes de incertidumbre" (Dequech, 2007, p. 280). En el caso que nos ocupa, PGPB no impone los precios en el mercado sino todo lo contrario, opera como tomadora de precios exógenamente determinados, características contrarias a lo que es un monopolio. En un mercado de esta naturaleza, la teoría económica demuestra que en condiciones de maximización de la utilidad, el precio del bien es igual al ingreso marginal, y éste al costo marginal. (Hirshleifer, 1988, p. 200).

Por las características del mercado de gas natural, en la mayoría de países con una industria desarrollada, éste se encuentra regulado en diversos grados. En el caso de México, la oferta de gas natural proviene mayoritariamente de la producción nacional de PEMEX, y por ley durante el período estudiado, esta firma fue la encargada de importar las cantidades del energético requeridas para cubrir el déficit nacional. Por estas razones, PGPB opera en la realidad económica como un monopolio —aunque-, en virtud de que es una empresa tomadora de precios por fuerza de la regulación vigente como antes se ha descrito, se presenta la paradoja de un "monopolio" que no puede imponer precios sino que los toma de una referencia, el Henry Hub, el mercado más líquido del mundo. En tales circunstancias, es aplicable el señalamiento de Pindyck en el sentido de que: "Un monopolista cobra un precio superior al costo marginal, pero la diferencia es inversamente proporcional a la elasticidad de la demanda. Si la demanda es muy elástica, E_d es un elevado número negativo, por lo que el precio será muy cercano al costo marginal. En este caso, el mercado monopolizado se parecerá mucho al competitivo" (Pindyck, 2001, p. 342).

En lo concerniente a las características de competencia en sus diversas modalidades, adoptadas como premisas neoclásicas, conviene precisar que el concepto de competitividad de las unidades productivas tiene una connotación más amplia. Dosi et al mencionan que "la competitividad es la expresión de una propiedad global (tanto micro como macroeconómica) específica de cada economía nacional —la eficiencia con la cual cada país moviliza sus recursos de factores, y al hacerlo, modifica las características técnicas y sociales de la actividad industrial. Al mismo tiempo, la competencia en los mercados mundiales como un todo (domésticos y extranjeros) revela el éxito de esos desempeños nacionales relativos a cada uno" (Dosi, Pavith, & Soete, 1993, p. 121).

Adicionalmente, Dequech menciona que en la controversia actual en torno a las diversas corrientes del pensamiento económico: "Aplicando el concepto de economía ortodoxa, de acuerdo a Colander, Holt y Rosser, la ortodoxia actual está representada por la economía neoclásica, que por su desarrollo, conforma la corriente principal (mainstream)" (Dequech, 2007, p. 297). Líneas adelante el autor menciona que muchos economistas definen a la

corriente heterodoxa, tan solo por oposición a la escuela neoclásica, sin dejar de reconocer que algunos elementos sociológicamente establecidos en la corriente principal también forman parte de la heterodoxia. La teoría económica de la regulación, bajo la cual se ha establecido el marco regulatorio del mercado de gas natural a nivel internacional, se ubica sin excepción en el contexto de la teoría neoclásica, si consideramos la conceptualización de ésta expresada anteriormente.

Por otra parte, con relación al modelo de equilibrio general, Cordenete expresa que: "los modelos de equilibrio general han sido tradicionalmente empleados para analizar los efectos de cambios en la política económica, como la imposición de una tarifa o cuota sobre bienes importados, la aparición de subsidios a la exportación o la modificación del impuesto sobre la renta. Igualmente útiles para estudiar las consecuencias de un incremento en el precio o reducción en la oferta de bienes importados como el petróleo, los efectos de caídas inesperadas en la oferta de bienes, o una mayor regulación en el sector industrial". (Cardenete, 2009, p. 70). Líneas adelante, el autor referido menciona que "el equilibrio viene caracterizado por un conjunto de precios relativos y unos niveles de producción de cada industria para los cuales la demanda de mercado iguala la oferta para todos los bienes". Cabe subrayar que tanto la determinación de subsidios como de impuestos mencionados en esta cita, se encuentra estrechamente relacionada con la elasticidad precio y la elasticidad ingreso de la demanda de los bienes de que se trate.

Sin embargo, con relación a los mercados regulados, Blank y Mayo, mencionan que, en el contexto de la teoría neoclásica, la razón entre el precio del capital respecto a los costos marginales de éste, siendo mayor, debería ser igual que la relación entre el precio de los demás factores y sus costos marginales, lo cual "implica un sesgo ineficiente del capital respecto a la combinación de recursos con menor costo". (Blank & Mayo, 2009, p. 250). Estas consideraciones, constituyen uno de los supuestos teóricos que justifican la necesidad de estudiar la relación entre costos marginales, precios y elasticidad-precio del gas natural.

Por lo que se refiere a la teoría de paridad del poder de compra, Ossa menciona que: "La "Paridad del Poder de Compra de las Monedas" (PPC), como teoría de la determinación del tipo de cambio nominal, se basa en una idea atractiva para la intuición. Esta consiste en que la tasa de cambio de una moneda respecto a otra está dada por la cantidad de bienes que cada una de ellas puede comprar en el país que la emite. Así, si una moneda permite comprar el doble de los mismos bienes que la otra, entonces debería valer también el doble respecto al otro dinero." (Ossa, 2991). Como se observa, esta teoría involucra la evolución y equivalencia en el poder adquisitivo de los precios en ambas economías, lo que se traduce en efectos sobre tipos de cambio y tasas de interés. En este orden de ideas, Gómez y Rodríguez mencionan que "Es importante señalar que en la tradición neoclásica contemporánea existen, al menos, cuatro teorías de la determinación del tipo de cambio. La PPC en su versión absoluta, señala que el tipo de cambio entre las monedas de dos países debe ser igual a la relación del nivel agregado de precios entre esos dos países, de manera que, un determinado bien mantenga el mismo precio en cualquier país cuando sea medido en la misma moneda". (Gómez Aguirre & Rodríguez Chavez, 2012, p. 172). En el caso del mercado de gas natural, las condiciones determinadas por la CRE, parecen coincidir con este esquema. De aquí la pertinencia de abordar el enfoque neoclásico durante el transcurso de la investigación. Líneas adelante, refiere el autor citado que ésta: "Es una teoría que se basa sobre la ley del único precio y señala que, dados un conjunto de supuestos (competencia completa en los mercados internacionales, la no existencia de barreras al comercio, no existencia de costos de transportes ni de flujos de capital), el arbitraje en el mercado de bienes asegura que bienes idénticos en diferentes países deben venderse por el mismo precio cuando sean expresados en términos de una misma moneda. La PPC es la noción de que ésta debe de mantenerse en promedio, es decir, el costo de una canasta de bienes similares en dos países diferentes debe de ser el mismo, una vez expresado en unidades de la misma moneda".

Este principio –aunque aún sujeto a debate entre los economistas-, es consistente con la regla de Little-Mirrlees para la formación de precios del gas natural adoptada por la CRE.

2.2 Economía de la regulación y teorías concurrentes

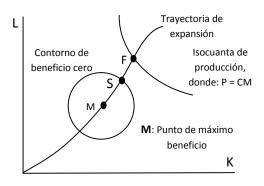
Como se ha comentado, en diferentes mercados la formación de precios con base en el costo marginal de producción es una característica de los mercados competitivos. Sin embargo, en el caso de la distribución de gas natural, normalmente por ductos de transporte, reviste las características de un monopolio natural debido a que carecería de sentido la competencia entre proveedores, por lo impráctico de la simultaneidad de oferentes a un solo grupo de compradores y los elevados costos fijos que conlleva.

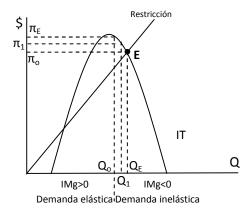
La dificultad que enfrentan las empresas para recuperar estos costos, por la vía de vender al costo marginal, ha dado lugar a que los reguladores busquen nuevos esquemas de formación de precios, más allá del costo marginal.

Train (1991) menciona un mecanismo de formación de precios que tiene cierta similitud con el modelo adoptado en México por la CRE, denominado esquema de "precios máximos", que tienen la connotación del tope establecido al precio de las VPM. Recientemente, los reguladores han empezado a utilizar los «precios máximos» como medio de regulación. El regulador establece un precio menor o igual a este máximo y a la firma le es permitido retener beneficios sólo a dicho precio. Éste se revisa periódicamente, imponiéndole los ajustes pertinentes en términos de costos, demanda y utilidades de la firma (Train, 1991, p. 317).

Figura 12. Resultados de primera y segunda mejor opción de producción, F y S, respectivamente

Figura 13. En el modelo de Regulación sobre el nivel de producción, la firma puede producir sobre la parte inelástica de la demanda





FUENTE: Elaboración propia, como reproducción de la fuente citada Cap. 2: (Train, 1991, p. 70)

FUENTE: Elaboración propia, como reproducción de la fuente citada Cap. 2: (Train, 1991, p. 77)

Líneas adelante, la misma fuente señala que el modelo contempla una región de operación óptima para la firma regulada, Figura 12, acotada por curvas de isobeneficios, isocuantas y precios permitidos. Entre los esquemas regulatorios analizados por Train, describe el denominado «Regulación basada en el Retorno sobre la Producción», en el que la firma es libre de seleccionar sus niveles de recursos y producción, siempre que no obtenga beneficios económicos en exceso, superiores a un rendimiento "justo" sobre su producción. Este retorno es establecido por el ente regulador en términos de dólares de utilidad por unidad producida. (Train, 1991, p. 73). Bajo tal esquema, los precios de la firma sólo se aproximan a sus costos marginales, sin pérdida de eficiencia, en determinada región de operación. En condiciones de cero beneficio, $\pi_{\rm o}$, la elasticidad-precio de la demanda que enfrenta la firma es unitaria, Figura 13, al igual que su ingreso marginal. Train afirma que bajo este esquema de regulación la firma "puede producir sobre la porción inelástica de la curva de demanda". A partir del nivel de producción de cero beneficios, la firma puede reducir la brecha entre utilidades permitidas y utilidades factibles. Lo ideal es que ambas se igualen. Según el autor referido, otra forma de expresar

esta condición es que "el mayor beneficio que la firma puede alcanzar si permanece dentro de la región elástica de la demanda es π_0 ". (Train, 1991, p. 77).

Al efecto, de acuerdo con Hirshleifer: "una empresa monopolística que maximice las utilidades siempre operará (o siempre elegirá una solución precio-cantidad) en la región elástica de la curva de demanda". (Hirshleifer, 1988, p. 268), y por tanto la solución de producción del monopolio ocurre cuando su costo marginal iguala a su ingreso marginal, pero estos son inferiores al precio. Más aún "Conforme más aumenta el valor absoluto de la elasticidad, disminuye la capacidad del monopolista para lograr una divergencia entre el precio y el ingreso marginal. En el límite, la elasticidad de la demanda es infinita para una empresa competitiva y la razón precio sobre ingreso marginal se acerca a la unidad. No existe entonces poder de monopolio" (Hirshleifer, 1988, p. 271). Den Hertog menciona que el esquema de precios máximos se implantó en Inglaterra para regular empresas públicas privatizadas, mediante un procedimiento para fijar un precio equivalente a la diferencia entre el índice de precios al menudeo del bien producido y los incrementos en productividad factorial de la firma regulada (Den Hertog, 2010, p. 39). En este esquema, si la inflación crece 5% y la productividad lo hace en solo 3%, se le permite a la empresa un incremento de 2% en su precio máximo. El mecanismo incluye un modelo financiero de acceso público. Después de un período de consultas, el regulador decide los precios máximos, que eventualmente pueden ser rechazados por las partes interesadas, mediante apelación a través de las Cortes.

Rivera (2004), comenta un discurso de Baumol ante la Asociación Americana de Economistas⁹, donde se plantea la idea de que la existencia de pocas empresas en un mercado no pone en duda el resultado competitivo, y en consecuencia, la regulación pública deja de ser necesaria como lo habían afirmado los teóricos de las fallas de

-

⁹ Baumol, William. *Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure*. The American Economic Review, Vol. 72, No. 1 (Mar., 1982), pp. 1-15

Contestabilidad (También traducido en la literatura como *Disputabilidad*). Al contrario de la competencia perfecta, un mercado contestable puede tener una sola u un pequeño número de firmas, que no necesariamente sean tomadoras de precios. La "amenaza" de nuevas firmas que ingresen a competir en ese mercado, obliga al monopolista a mantener sus precios cercanos al costo medio, y no excesivamente por encima, como lo prevé la teoría del monopolio.

mercado. Afirma el autor citado que "esta teoría, denominada de mercado perfectamente contestable (o disputable), se concibe como una generalización de la competencia perfecta, pues el comportamiento óptimo es posible en un amplio espectro de estructuras industriales, incluidos el monopolio y el oligopolio" (Rivera, 2004, p. 331). Líneas adelante señala la misma fuente que "Un monopolio contestable ofrece la presunción, pero no la garantía, de un comportamiento consistente con la segunda mejor opción (second-best), sujeto a la restricción de que la firma es financieramente viable, a pesar de la existencia de economías de escala, lo que hace inviable la tarificación a costo marginal". Stern y Rogers destacan la importancia de estudiar la naturaleza de los mercados contestables en el caso de los monopolios de gas natural en Europa, durante la transición que representó "el surgimiento de 'hubs' con cotizaciones transparentes que pueden acceder diariamente los usuarios". (Stern & Rogers, 2011) .

2.3 Hipótesis

Con fundamento en todo lo anterior, a continuación se plantea la siguiente hipótesis:

El mercado mexicano de gas natural presenta una estructura monopólica, aun bajo la circunstancia de que PGPB no impone precios de monopolio, característica principal de este tipo de estructura, en virtud de que se trata de una empresa tomadora de precios referidos al mercado más líquido del mundo, el Henry Hub; lo que supondría condiciones de mercado similares a las de un monopolio contestable para esta firma.

Paralelamente a esta conjetura, es pertinente destacar que en tanto no se dictaminen condiciones de competencia efectiva en los mercados regionales de gas natural (facultad exclusiva de la Comisión Federal de Competencia, conforme al Reglamento¹⁰), la *elasticidad precio de la demanda* del mercado de gas natural constituye el indicador

¹⁰ Artículo 81, Reglamento de Gas Natural vigente en el periodo bajo estudio. No se define en el mismo el concepto de *competencia efectiva*.

pertinente para estimar las *condiciones de eficiencia del mercado*¹¹ bajo las que opera cada región. Lo anterior, adicionalmente a que las VPM ya reflejan el costo de oportunidad del energético, lo que constituye *per se* una medida de eficiencia, y de que existen diversas firmas distribuidoras en cada región, lo que incentiva la competencia.

2.4 Marco metodológico

A continuación se resumen los elementos que conforman el marco de trabajo para probar las hipótesis enunciadas, con base en series de tiempo sobre las variables económicas involucradas en la investigación, publicadas por Petróleos Mexicanos, el INEGI y la Secretaría de Energía, entre otras fuentes internacionales. Como toda ciencia, la economía y los fenómenos que le conciernen se encuentra sujeta a las restricciones de la inferencia inductiva. Por lo anterior, la contrastación empírica de las hipótesis se realizará analizando la evolución de los precios del gas natural durante el período bajo estudio en México, y estimando los parámetros pertinentes mediante métodos econométricos y análisis de series de tiempo.

Al efecto, Rosenblueth afirma que: "las inducciones en la ciencia son posibles porque los fenómenos naturales ocurren con uniformidad". (Rosenblueth, 1971, p. 56). Líneas adelante indica este autor que "si alguna vez dejaran de encontrarse uniformidades en la naturaleza, la ciencia no sería posible, porque ya no sería posible la inducción". De aquí el calificativo a posteriori que conlleva la inferencia inductiva, porque el conocimiento se obtiene posteriormente a la experimentación u observación de los fenómenos en estudio. Y este es un proceso que nunca termina, toda indagación de la verdad —en cualquier campo-, necesariamente es progresiva y nunca definitiva, ya que el significado de la

_

¹¹ Cfr.: Khemani, R.S. and Shapiro, D.M.; *OECD Glossary of Industrial Organization Economics and Competition*. Eficiencia: Por lo general, se considera que la competencia constituye el factor principal para estimular la eficiencia de los mercados. A nivel de firma, la eficiencia proviene principalmente de economías de escala o de alcance, y a largo plazo la eficiencia se deriva de la innovación y el desarrollo tecnológico. Por el lado de la elasticidad precio de la demanda, si es inelástica, un incremento de precios aumenta los beneficios totales de la firma; mientras que si es elástica, una elevación de los precios disminuirá los beneficios. Cuando existen pocos sustitutos, la demanda tiende a ser inelástica. Así, las firmas tienen poder sobre el precio. Cuando existen muchos sustitutos, la demanda tiende a ser elástica y las empresas tienen un limitado control sobre el precio. (Pág. 41-42)

palabra hipótesis "ha evolucionado en su uso en el lenguaje científico. Hoy en día no existe una línea de separación precisa entre hipótesis y teorías científicas., las pruebas absolutas o definitivas no existen en la ciencia". (Rosenblueth, 1971, p. 67). Por su parte, Bunge señala que: "las piezas de investigación más importantes, al igual que los mejores libros, son las más capaces de desencadenar nuevo pensamiento, y no las más capaces de llevar el pensamiento al reposo, , podemos distinguir los estadios principales del camino de la investigación científica" (Bunge, 2004, p. 8), en la forma siguiente:

- a) Enunciar preguntas bien formuladas y verosímilmente fecundas
- b) Arbitrar conjeturas, fundadas y contrastables con la experiencia, para contestar a las preguntas.
- c) Derivar consecuencias lógicas de las conjeturas
- d) Arbitrar técnicas para someter las conjeturas a contrastación.
- e) Someter a su vez a contrastación esas técnicas para comprobar su relevancia y la fe que merecen.
- f) Llevar a cabo la contrastación e interpretar sus resultados.
- g) Estimar la pretensión de verdad de las conjeturas y la fidelidad de las técnicas.
- Determinar los dominios en los cuales valen las conjeturas y las técnicas y formular los nuevos problemas originados por la investigación.

Con base en lo anterior, el desarrollo de esta propuesta se realizará bajo una metodología sustentada en el método científico. En el caso que nos ocupa, la uniformidad a que se refiere Rosenblueth adquiere particular importancia, pues esta característica se evidencia como regularidad y ciclos de los fenómenos económicos, cuya representación matemática mediante series de tiempo conlleva problemas especiales, principalmente:

- Aspectos autoregresivos de diverso orden, por los efectos persistentes sobre los precios, entre períodos de distinta duración.
- Heterocedasticidad o efectos de varianza progresiva en el transcurso de la serie de tiempo.
- Dificultades originadas en la multicolinealidad entre las variables explicativas del fenómeno, es decir, la influencia mutua entre ellas, que puede enmascarar o confundir la relación entre éstas y la variable endógena o dependiente que se trata de explicar.

Entre otros aspectos que violan los supuestos que sustentan el modelo de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO), generalmente empleado para representar la estructura del fenómeno en estudio, técnica que supone como premisa fundamental la estacionariedad en las series de tiempo. En el siguiente diagrama, Figura 14, se resume el esquema metodológico aplicado en esta investigación.

ANÁLISIS DE LA OFERTA: • Prueba de estacionariedad de series de tiempo. • Estadística descriptiva de series de tiempo: gas natural, electricidad, PIB, Inversión Fija Bruta, Costo del Capital, Balanza comercial de GN y otras. ESTIMACIÓN FUNCIÓN DE DEMANDA GN: Ajuste econométrico • Diagnóstico del modelo • Validación elasticidad-precio y otros parámetros. Inelástica Elástica Demanda Mercado Mercado nonopólico No monopólico Elasticidad precio Índice de Lerner: IL de la demanda < 1 $0 \le IL \le 1$ P = CMgIngreso Marginal: Contrastar hipótesis IMg = CMg y discusión

"Un monopolista cobra un precio

superior al costo marginal, pero la

diferencia es inversamente

proporcional a la

elasticidad de la demanda". Pindyck, citado en este capítulo

Figura 14. Esquema metodológico simplificado

38

3. ANÁLISIS DE MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

3.1 Estructura del mercado

El mercado mexicano de gas natural presenta características singulares, un proveedor mayoritario, PGPB, abastece a las principales empresas distribuidoras que suministran la molécula a la red de distribución hasta el consumidor final. Los aspectos normativos que regulan este mercado fueron abordados en los capítulos anteriores. Por virtud del esquema de precios de VPM, PGPB es tomadora de precios cotizados en el mercado más líquido del mundo, aunque en la legislación está considerada como monopolio natural y de hecho, controla la red principal de gasoductos del país, lo que le confiere una posición dominante, especialmente para regular la oferta.

Si bien el mercado mexicano de gas natural se encuentra regionalizado por áreas bien delimitadas por la CRE como se describió en los capítulos anteriores, este estudio tiene un enfoque agregado a nivel nacional, determinado por los datos disponibles publicados por PEMEX, la SENER y el INEGI. Así, las funciones de oferta y demanda de gas natural empleadas se conformaron mediante series de tiempo cuyo nivel de agregación obligó a delimitar el alcance del estudio a nivel general; también se encontraron series disponibles para otras variables relevantes, pero con lapsos inconpatibles. Desde luego, no es difícil estimar las funciones de oferta y demanda de gas natural conforme a las delimitaciones geográficas establecidas por la CRE con la adecuada periodicidad, pero esta información no está públicamente disponible y además desborda el alcance de una investigación académica con las características del presente estudio, tanto en tiempo como en recursos. Sin embargo, teórica y metodológicamente, un esquema regional de análisis del mercado mexicano de gas natural no sería muy diferente, desde luego con las especificidades del caso.

La teoría económica es muy clara en su prescripción general para estudiar las funciones de demanda, Dda(q), y de oferta, Ofa(q), de cualquier bien q, en un mercado donde concurren libremente compradores y vendedores:

$$Dda = f(p, q_d, I, s, c, x_1)$$
 (3.1)

$$Ofa = f(p, q_0, c_r, x_2)$$
 (3.2)

donde: p es el precio del bien, por el lado de la demanda, el que los compradores están dispuestos a pagar, y por el lado de la oferta, al que los productores están dispuestos a producir; q_d representa la cantidad demandada; I el ingreso disponible de los consumidores, s el precio del bien sustituto, c el precio del bien complementario, x_1 el precio de otros bienes relevantes o variables relacionadas que pueden influir en las decisiones de compra del artículo estudiado, por parte de los consumidores. Por el lado de la oferta: q_0 la cantidad ofrecida al mercado por los productores o comercializadores; c_r , el costo de los recursos relevantes para producir y llevar al mercado el bien de que se trata y x_2 el costo o características de otros recursos o bienes relevantes que pueden influir en la oferta de dicho bien. Independientemente de la forma funcional, aditiva, multiplicativa, exponencial o mixta, que adopten las funciones de oferta y de demanda, siempre incluirán, directa o indirectamente, estas variables. En ocasiones, los datos empíricos disponibles impiden considerar directamente alguna de éstas. En tales casos, la práctica indica el empleo de variables sustitutas proxi, cuyas características permiten modelar los efectos de la variable no disponible¹².

Por otra parte, con relación a la morfología de la función de demanda de gas natural, Olsen y Roland (1988) mencionan que en la literatura se pueden encontrar diversos

40

.

¹² Una variable *proxi* se emplea como variable independiente en una regresión, no porque se piense que afecta directamente a la variable dependiente, sino porque se le puede medir y porque se piensa que se relaciona con otra que si afecta directamente a la variable dependiente, pero que no podemos medir. (Schmidt S. J., 2005, p. 180)

modelos econométricos y metodologías para analizar la demanda de energía, y agregan que para la elección apropiada no existen criterios definitivos, claros.

Esta elección depende de una relación de compromiso entre dos extremos: (i) realismo y complejidad, (ii) la disponibilidad de datos empíricos versus conveniencia operacional (iii) características del producto y tipo de consumidores de que se trate y (iv) generalidad versus especificidad, es decir, niveles de agregación y detalle de los submodelos que reflejen adecuadamente al mercado en estudio. Otro aspecto relevante mencionado por estos autores es el análisis cuidadoso de las implicaciones originadas por las posibilidades de sustitución entre bienes en dicho mercado, tanto por el lado de los productos como de los factores productivos, especialmente en lo que concierne a bienes de capital.

Estos autores refieren que: "La experiencia durante los últimos quince años ha demostrado claramente que los cambios en precios relativos de los energéticos originan una recomposición en el balance de energía de los sectores consumidores" (Olsen & Roland, 1988, p. 68). Mencionan además que este mecanismo de sustitución puede originar considerables costos de ajuste, especialmente en la industria manufacturera. En este aspecto, el mercado norteamericano es un caso paradigmático de sustitución factorial por su naturaleza altamente competitiva. Con relación a las formas funcionales oferta demanda, la U.S. Energy Information Administration, desarrolló el esquema denominado Natural Gas Transmission and Distribution Module of the National Energy Modeling. En este modelo: "El gas natural suministrado a los consumidores se registra dentro de la división NEMS del Census Division en cinco sectores de consumidores finales: residencial, comercial, industrial, transportación y generación eléctrica" (EIA, 2013, p. 26). En este modelo se representa la curva genérica de oferta Precio-Producción, dividida en cinco segmentos: CP Base, segmento de más bajo precio; AP Base, porción de bajo precio; XP Base, precio medio; BP Base, segmento superior de precios, y DP Base, porción de precios más altos. Cada segmento cuenta con su propia fórmula de precios, con base en los precios del gas natural a boca de pozo. Sólo para ejemplificar, la fórmula para estimar «NGDMD_CRVF_{s,r}» la cantidad demandada de gas natural por parte de un sector básico s, en la región r, al precio PR es:

$$NGDMD_CRVF_{s,r} = BASQTY_F_{s,r}*(PR/BASPR_F_{s,r})^{NONU_ELAS_Fs}$$

donde «BASPR_ $F_{s,r}$ » es el precio de suministro al sector básico s en la región r (1987 Dólares por Mcf); «BASQTY_ $F_{s,r}$ » cantidad consumida de gas natural al precio anterior, al sector s (Bcf); «NONU_ELAS_ F_s » elasticidad de la demanda en el sector s. En este informe se reportan elasticidades precio de la demanda en el rango entre 0.25 y 0.40.

En el mismo documento se menciona que en el caso de México: "El comercio mexicano de gas natural es un asunto complejo, donde influye un amplio rango de factores no-económicos determinantes del intercambio de gas natural entre México y Estados Unidos. El ambiente de incertidumbre del comercio entre ambos países, no sólo afecta la magnitud de los flujos comerciales futuros, sino que también hace dudosa la dirección de los flujos netos, incluyendo el gas natural" (EIA, 2013, p. 36).

Paradójicamente, la complejidad aludida alcanza no sólo dicho intercambio internacional, sino al mercado mexicano de gas natural en su conjunto. Al efecto, Lajous (2013) menciona que: "Las diferencias en los niveles de precios del gas natural que prevalecen en los tres principales mercados del mundo —Norteamérica, Europa y el Lejano Oriente—obedecen a diferentes condiciones de la demanda y la oferta de gas y, más específicamente, a mecanismos de formación de precios muy diferentes. En Norteamérica los precios se determinan en mercados *spot* por la competencia en el propio mercado del gas (*gas to gas competition*). En Europa predominan precios de gas que se fijan en función del precio de productos petrolíferos —gasóleo y combustóleo— a través de contratos a largo plazo, y en Asia se indexan al precio de una canasta de petróleo crudo." (Lajous Vargas, 2013, p. 10). Líneas adelante en esta fuente se refiere que, en el caso de México, las: "variaciones en el balance de gas seco reflejaron caídas en la producción bruta de gas natural, y en la producción neta, debido a una mayor inyección de gas a yacimientos".

Por otra parte, la oferta de gas natural empacada hacia el mercado a través del sistema nacional de gasoductos se ha venido restringiendo por cuellos de botella e ineficiencias de planeación y logística de dicho sistema, independientemente de toda justificación técnica, económica o política que pudiera existir; PGPB interviene en el flujo empacado de la molécula a través de las llamadas "alertas críticas", cuyos efectos han sido duramente criticados por el sector empresarial. Al efecto, Lajous agrega que:

"Hasta noviembre de 2012 se declararon en el año un total de nueve alertas críticas de gas natural en las zonas Centro, Golfo y Occidente del país, restringiéndose el suministro hasta por 72 horas en cada ocasión. A corto plazo, es previsible que estas alertas se repitan con mayor frecuencia y duración, de no tomarse las medidas pertinentes. (En enero de 2013 se declararon nuevamente alertas críticas)". Más aún: "A corto plazo podrá mejorar la situación en la medida en que las importaciones pudieran penetrar más allá de Cempoala, donde se bifurca el gasoducto troncal cerca del puerto de Veracruz, o si Pemex lograra aumentar la oferta neta de gas proveniente del sur y del sureste, revirtiendo la tendencia observada. Lamentablemente el balance de riesgos parece inclinarse hacia un deterioro adicional de la oferta de gas natural en las regiones Sur y Marinas." (Lajous Vargas, 2013, p. 12).

Las deficiencias acumuladas durante el período en estudio, en aspectos fundamentales de planeación y logística del sistema nacional de gasoductos, los criterios adoptados por la CRE para la formación de precios y la oferta nacional deficitaria de gas natural, han confluido en el polémico problema de localización óptima del punto de arbitraje para el mercado nacional de gas natural. Respecto al problema técnico económico de expansión de los ductos de transporte, Brito y Rosellón mencionan que: "Hemos demostrado en documentos anteriores que la regla netback para formación de precios es la solución de un problema de optimización estático si la cuota por transporte de gas corresponde al costo marginal para el transporte de gas. Sin embargo, la fijación de precios al costo marginal da lugar a la pérdida de beneficios o rentas. Una solución sería fijar una cuota

que conduzca a una tasa de retorno regulada sobre la vida de los proyectos, suficiente para cubrir todos los costos". (Brito & Rosellón, 2005, p. 5).

La problemática que aquí se advierte para la localización óptima del punto de arbitraje del sistema, tiene que ver con la determinación de parámetros fundamentales —conditio sine qua non- para llevar a cabo esta tarea, como son: los costos de transporte asociados a la topología actual de la red, la alcanzable a corto plazo y la óptima para el sistema en su conjunto con sus costos marginales; las funciones de oferta y demanda, sectoriales y regionales para determinar las elasticidades relevantes al caso; así como las variables y parámetros de ingeniería concomitantes.

La teoría económica tiene una implicación crucial en la problemática aludida: según Pindyck: "Para hallar el costo marginal, hay que incluir todos los costos de oportunidad". (Pindyck, 2001, p. 268). Este precepto, convalida tanto la hipótesis propuesta en esta investigación como el marco teórico-metodológico en desarrollo, porque permite visualizar el peso de otros costos de oportunidad en sentido lato, como también se deriva de la regla Hotelling¹³; de aquí el imperativo de tomar en consideración el valor económico de las reservas de gas natural de México en el problema bajo estudio y de valorar la pertinencia de tal regla, aspectos a los que implícita e indirectamente, también aluden los autores antes citados, Lajous y Rosellón.

3.2 Precios, cantidades e índices en el sistema oferta-demanda

Las características y situación del mercado resumida en la sección anterior, se pueden estudiar y modelar mediante un conjunto de variables que -directa o indirectamente-, actúan en conjunto para determinar las funciones de oferta y demanda de gas natural en

_

¹³ Regla Hotelling: "Bajo ciertas restricciones, la renta producida por los recursos . . . «naturales no renovables» . . . , (el precio por una unidad adicional de recursos menos el costo marginal por extraer dicha unidad) en un mercado perfectamente competitivo, debe crecer a una tasa igual al costo del capital asociado a cierta magnitud de reservas de dichos recursos no renovables. La renta asociada a estos recursos puede interpretarse como el ingreso marginal neto que obtiene el propietario de éstos, frecuentemente llamada renta Hotelling." (Neumayer, 2000). Para Nicholson, "en todos los casos es la demanda de mercado la que determina las rentas económicas: éstas no son costos tradicionales de los factores que indican oportunidades perdidas". (Nicholson, 1997, p. 309)

México. Es pertinente destacar que las variables independientes o exógenas que conforman estas funciones, no siempre son de estricta naturaleza económica, por ejemplo, las condiciones meteorológicas, que en algunos países son extremas y en esta medida son factores preponderantes en la oferta y/o demanda de energía. Otras de estas variables interactúan en diversos grados de manera compleja y retroalimentada, tanto sobre la oferta como sobre la demanda de gas natural; tal es el caso del sector eléctrico, que se encuentra imbricado con el mercado de gas natural tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda. En un modelo económico se deben considerar las variables que técnica y económicamente interactúen en el problema modelado. Los resultados obtenidos, determinarán la pertinencia - v consistencia con la teoría económica-, de todas las variables exógenas mencionadas. Adicionalmente, todas las series económicas requieren una evaluación y acondicionamiento preliminar, ya que por la naturaleza recurrente de los fenómenos involucrados, generalmente las series de tiempo económicas no representan procesos estacionarios. De utilizarse variables no estacionarias en modelos econométricos dan lugar a regresiones espurias, con resultados carentes de sentido. En la Figura 15 se presentan las series de tiempo empleadas en el modelo:

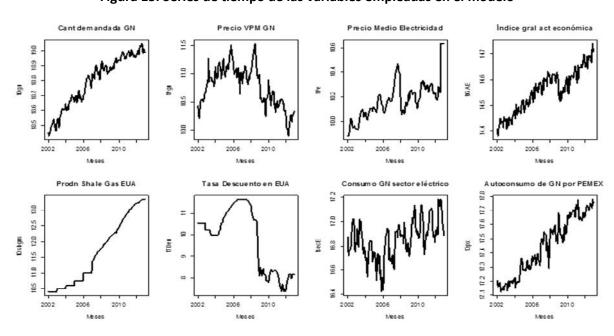


Figura 15. Series de tiempo de las variables empleadas en el modelo

En resumen se emplearon ocho series de tiempo, desde luego, precio y cantidad de gas natural, más seis adicionales. Todas las series cuentan con 132 observaciones mensuales que cubren el período Enero-2002 hasta Diciembre 2012. Las series de precios se deflactaron con el índice de precios de la energía 2010=100; adicionalmente todas ellas se expresaron como logaritmos naturales, de manera que los coeficientes estimados de las regresiones en las funciones de demanda y de oferta se pueden interpretar en términos de elasticidades (Kalashnikov, Matis, & Pérez, 2010, p. 888).

- Pgn y Qgn: se trata de los precios de venta de primera mano, (VPM), empleados y registrados por PEMEX en sus Anuarios Estadísticos correspondientes al período en estudio; los precios se derivaron del *valor total* de sus ventas y su relación con las cantidades, Qgn, consumidas por el mercado. Las cifras se deflactaron mediante el Índice de Precios de la Energía 2010=100, publicados en la Base de Información Económica (BIE) del INEGI. Estas cifras fueron cotejadas con las publicadas por la SENER en el Sistema de Información Energética.
- Pe: Precio medio de la electricidad, considerada en la función de demanda como bien energético sustituto del gas natural¹⁴, de acuerdo con diversas fuentes consultadas; serie de tiempo obtenida mediante los recursos de consulta a bases de datos, disponibles en el sitio internet de la Comisión Federal de Electricidad¹⁵.
- IGAE: Índice general de actividad económica, publicado en la BIE-INEGI. Es el único indicador con periodicidad mensual que puede emplearse como variable *proxi* del PIB, Producto Interno Bruto. En esta investigación, el PIB se consideró como

¹⁴ Cfr. *Microeconomía, Teoría y Aplicaciones*, Hirshleifer, Jack. Edit. Prentice-Hall, ISBN 0-13-699736-8, Pág 147: "Las elasticidades cruzadas positivas respecto al precio del gas indican que éste y la electricidad_son sustitutos"; entre otras fuentes.

¹⁵ El empleo de la electricidad como bien energético sustituto para uso industrial en México es de larga data. Por ejemplo, el 15 de octubre de 1905 "el ingeniero francés F. Louvrier pone a la disposición de las autoridades mexicanas la información para un nuevo tipo de horno empleado en metalurgia. Estos hornos, que se han venido perfeccionando en los últimos veinte años, representan un considerable ahorro de energía, debido a que pueden alimentarse con electricidad en lugar del carbón." Comisión Nacional para las celebraciones del 175 aniversario de la Independencia y 75 aniversario de la Revolución. Senado de la República y Secretaría de Educación Pública. Tomo VII, ISBN 968-29-0830-2, México, 1985. p. 1259.

variable explicativa de la demanda de gas natural, en sustitución del *Ingreso Disponible* de los consumidores. Cabe señalar que en diversos estudios se ha encontrado que la relación de causalidad «Consumo de energía-PIB» puede invertirse, dependiendo de la vulnerabilidad energética de las economías.

Con relación al IGAE, el INEGI precisa que:

"Para mediar entre un indicador comprensivo de la actividad económica del país (el PIB) y la necesidad de contar con información más oportuna, el INEGI construye un indicador mensual con información preliminar y parcial, que utiliza el mismo esquema conceptual y metodológico de las cuentas nacionales del país, de tal forma que sus resultados presentan una alta correlación con los del PIB trimestral. Por lo mismo, el IGAE constituye un excelente indicador del comportamiento del producto". (Heath, 2012, p. 114).

Esta variable, IGAE, *proxi* del PIB, empleado a su vez como *proxi* del "ingreso disponible" sirve como variable de control respecto a la congruencia entre la teoría económica y la praxis econométrica, ya que, al estimarse la función de demanda, debe obtenerse un coeficiente positivo de dicho ingreso en la regresión de demanda. Por la importancia del efecto esperado del ingreso disponible sobre la función de demanda, IGAE como proxi, a continuación se justifica el sustento teórico de este efecto. De acuerdo con Varian (Varian, 1992, p. 124), esta variable (Ingreso disponible) conecta las funciones: de utilidad, de demanda hicksiana (No observable) y de demanda marshalliana (Observable), mediante la función indirecta de utilidad, e(p,u), -siguiendo el texto y nomenclatura de Varian-, donde el vector p representa los precios y u el nivel de indiferencia en la curva de utilidad; dicha función indirecta responde al problema de maximización de la utilidad, u(x):

Max
$$u(q)$$

Sujeta a $p(q) \le m$ que conduce $e(p,u) = Min pq$
 $q \in Q$ a: Sujeta a $u(q) \ge u$

donde Q es el conjunto de bienes accesibles en ese mercado y m es el ingreso o renta disponible del consumidor. Resumiendo a este autor, en la Figura 16(a), se representa el efecto desplazamiento inicial sobre la función de demanda que origina un cambio del punto Z1 hacia el punto Z2, demanda hicksiana no observable, como efecto de la disminución –dp1 en los precios del bien q1, lo que origina un desplazamiento de la recta

m de presupuesto o ingreso disponible hacia la derecha, incrementando el gasto en el bien q1 en una cantidad dq1= (m/p'1) - (m/p1).

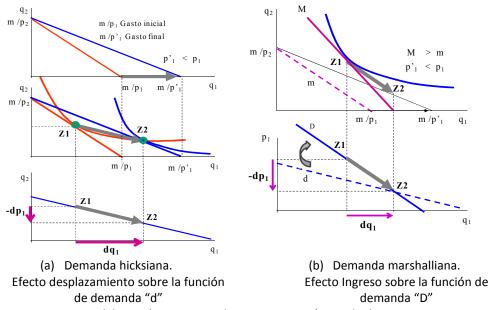


Figura 16. Funciones de demanda compensada (hicksiana) y de demanda marshalliana

FUENTE: Elaboración propia con base en exposición citada de Varian.

Como consecuencia de lo anterior, ocurre un incremento de la cantidad demandada dq1, observable en la función de demanda marshalliana, o demanda de mercado, Figura 16(b), la cual se enfatiza mediante un desplazamiento positivo hacia la curva de demanda D, como efecto de la dinámica -(dp1/dq1). Varian resume lo anterior al expresar que: "La función de demanda hicksiana se denomina a veces función de demanda compensada¹⁶. en virtud de que se construye alterando los precios y la renta con el fin de mantener fijo el nivel de utilidad del consumidor; . . . por tanto se realizan alteraciones en la renta, de manera que «compensen» las variaciones en los precios". Este autor precisa que " $h_i(p,u)=\partial e(p,u)/\partial p_i$, $i=1,2,\ldots$ n. suponiendo que existe la derivada y que $p_i>0$ " (Varian, 1992, p. 125). Por tanto, bajo el supuesto de expectativas racionales, para que el

"La curva de demanda compensada muestra la relación entre el precio de un bien y la cantidad comprada

suponiendo que otros precios y la utilidad se mantienen constantes. Por tanto, la curva solo muestra los efectos sustitución. En términos matemáticos la curva es una representación bidimensional de la función de demanda compensada $x^*=h_x(p_x,p_y,U)''$ (Nicholson, 1997, p. 96)

consumidor obtenga una utilidad positiva correspondiente a su gasto, pq₁, esta derivada debe ser positiva, lo que explica el imperativo de que la elasticidad-Ingreso de la demanda sea también positiva en la ecuación de regresión. La estimación econométrica debe probar que el IGAE, constituye una variable *proxi* adecuada del ingreso disponible como regresor en la función de demanda de gas natural. Esta aproximación se ve favorecida por el hecho de que el IGAE: "es un indicador de la tendencia o dirección de la actividad económica del país en el corto plazo (como se esperaría del ingreso disponible) y no como un estimador de la misma. (Elizondo, 2012, p. 2). (Ingreso disponible=Ingreso total-Impuestos).

- Qpx: Cantidad consumida de gas natural por todas las empresas de PEMEX. Incluye el gas natural como materia prima principal de la industria petroquímica básica, el gas inyectado a campos y otros autoconsumos.
- secE: Cantidad consumida de gas natural para la generación de electricidad. Se consideró que la variable secE afecta considerablemente la oferta nacional de gas natural, en virtud de que el consumo de la molécula por este sector, se resta de la oferta nacional, en un escenario deficitario, tanto el histórico como el proyectado.
- Qshgus: Producción de shale gas (gas de esquistos o de lutitas) en EUA. Esta variable se consideró como explicativa de la oferta de energía en México, dada el creciente nivel de importaciones provenientes de EE.UU., histórico y proyectado, y su efecto en el abatimiento de precios como consecuencia combinada de la irrupción del shale gas en el mercado junto con la recesión mundial iniciada en norteamérica; ambos fenómenos representan shocks sobre el mercado de gas natural, ocurridos durante el período bajo estudio.
- TDeu: Tasa de descuento en EE.UU.; esta tasa se consideró como variable proxi del costo del capital para los proyectos de inversión en la industria de gas natural en México, dada su naturaleza intensiva en bienes de capital importados. Se esperaría

un efecto importante en la oferta nacional de gas natural, dada su condición deficitaria.

Adicionalmente se consideraron otras variables cuya significancia estadística no fue satisfactoria en los modelos ensayados, teórica y econométricamente. Entre éstas se encuentran: Pgn_pemex, el volumen de producción doméstica de gas natural; TCr, el tipo de cambio real peso/dólar; el índice DJIA, promedio industrial Dow Jones; la cantidad de trabajadores registrados en el IMSS, variable que se ensayó como *proxi* explicativa del factor mano de obra. En cambio no se encontró información -públicamente disponible-, sobre costos de transporte del gas natural, costos de mano de obra del «subsector gas» en PGPB y otras variables explicativas de interés. Siendo relevantes estas variables para un estudio riguroso sobre el tema que nos ocupa, sin embargo, con la información encontrada, fue suficiente para alcanzar los propósitos declarados para este trabajo, en el contexto esperado para una investigación de esta naturaleza.

Qgn: Cant dem VPM gasNat Pe: Precio med electricidad IGAE: IndGralActEcon Pgn: Precio VPM gasNat 1.2 1.0 2.5 2.0 0.8 1.5 2.0 Density Density Density 5. 9.0 1.0 0.4 0.5 10.0 10.5 11.0 18.4 18.6 18.8 19.0 9.8 10.0 10.2 10.4 10.6 14.4 14.5 14.6 Qpx: ProdnNal gasNat TDeu: Tasa Descuento en US secE: Consumo gasNat secElect 0.5 9.0 5 2.0 4.0 0.3 1.5 0.3 Density 1.0 0. 0.2 0.5 0.1 0.0 17.3 17.5 16.4 16.6 16.8 17.0 10.0 11.0 12.0 Qpx

Figura 17. Histogramas de las series de tiempo empleadas en el modelo

Como se puede apreciar en las figuras 15 y 17, todas las series de tiempo presentan tendencia y difícilmente se podrían considerar estacionarias¹⁷ u homocedásticas.

Cuadro 3. Prueba de normalidad

	W	p-value
Qgn	0.9282	0.0000
Pgn	0.9796	0.0442
Pe	0.9491	0.0001
IGAE	0.9748	0.0149
Qshgus	0.8865	0.0000
TDeu	0.8748	0.0000
secE	0.9885	0.3394
Qpx	0.9267	0.0000

El Cuadro 3 resume las pruebas de normalidad Shapiro-Wilk sobre las variables consideradas en el modelo.

En los casos en que el p-valor es menor que el nivel de significancia adoptado, en este estudio 5%, se rechaza la hipótesis nula de que los datos tienen de una distribución normal. En este caso con excepción de secE, p-value=0.3394, se rechaza la hipótesis nula de normalidad para las demás variables. Las pruebas de normalidad descritas son consistentes con los diagramas de normalidad cuantil-cuantil QQ mostrados en la Fig. 18.

3.3 Pruebas de raíces unitarias a las variables empleadas en el modelo

A continuación, en la Figura 19 se presentan los coeficientes de autocorrelación de dichas variables. En todos los casos, la Función de Autocorrelación Parcial muestra que se trata de procesos AR(1), con una raíz unitaria.

1

¹⁷ La primera característica de una serie de tiempo es su *estacionariedad*. Un proceso estacionario se define como *débilmente estacionario* cuando la media $E[\mu_t] = \mu < \infty$, t T, y la autocorrelación $E[(y_t - \mu)(y_{t-j} - \mu)] = \gamma_j$, t, j T. En virtud de que sólo los dos primeros momentos teóricos de este proceso están definidos, se le llama *estacionario de segundo orden* o *estacionario en covarianza*. (Pfaff & Stigler, 2013, p. 4).

Figura 18. Diagramas cuantil-cuantil, QQ, de las series de tiempo empleadas en el modelo

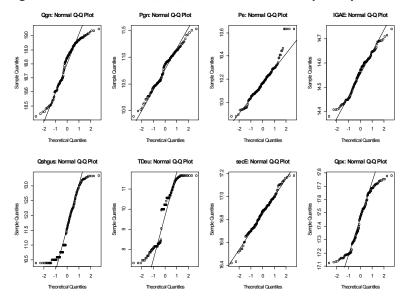
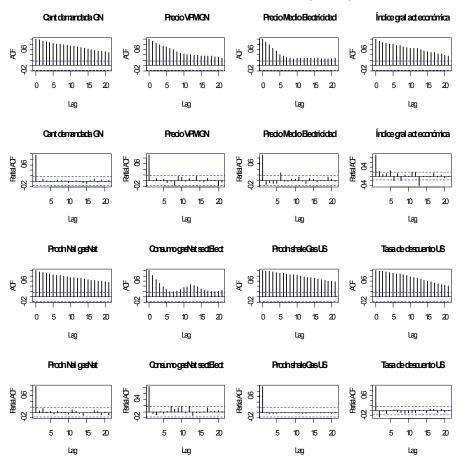


Figura 19. Coeficientes de autocorrelación de series de tiempo empleadas en el modelo



Estos resultados son consistentes con la prueba de raíces unitarias Dickey-Fuller aumentada, ADF, que se presenta a continuación. La prueba ADF es una prueba de cola inferior, de modo que si τ , el estadístico estimado es mayor que el valor crítico de tablas,

Cuadro 4. Prueba ADF de raíces unitarias sobre variables del modelo

		4:46 ~ - 1-		+ z.diff.lag
			ig.1 + 1 + 11 ia de raíz u	
				IIItaria
	z.lag.1 estim		tvalue	
1	Ogn.df		-1.195	
2	Pgn.df		-2.373	
3	Pe.df		-3.195	
4	IGAE.df		-1.898	
5	રshgus.df		-2.772	
5	TDeu.df		-2.125	
7	secE.df		-2.150	
В	Qpx.df		-2.576	
		Value	e of test-sta	atistic
		1pct	5pct	10pct
	tau3	-3.99	-3.43	-3.13
	phi2	6.22	4.75	4.07
	phi3	8.43	6.49	5.47

entonces se ubica a la derecha de éste por lo que cae en la región de *no rechazo* de H0; por tanto se debe aceptar la hipótesis nula de raíz unitaria y la conclusión será que la variable estudiada no es estacionaria¹⁸.

En el caso que nos ocupa, el Cuadro 4 muestra que todos los τ valores estimados, «con tendencia, como se observa en las series», son mayores que τ_{crit} =-3.43, por lo que las series consideradas en el modelo son AR(1), es decir, presentan raíces unitarias y son no estacionarias, con un nivel de significación de 5%.

En lo sucesivo se adoptará este nivel de significación para uniformar todas las pruebas.

Para utilizar estas variables no estacionarias en el sistema estructural de ecuaciones simultáneas de oferta demanda, se debe probar que están cointegradas con orden I(1), ya que las pruebas de cointegración sobre éstas demostrarían que en conjunto tienden al equilibrio de largo plazo por virtud de la —por ahora supuesta-, estacionariedad asociada a dicho orden de integración, como se verá a continuación.

53

Originalmente Dickey y Fuller propusieron la ecuación $z_t = \theta z_{t-1} + \epsilon_t$, que mediante transformaciones conduce a $\Delta z_t = \pi z_{t-1} + \epsilon_t$. Bajo Ho: *Existe una raíz unitaria*, π =0, lo cual equivale a θ =0. Por el contrario, H1: *Existe un proceso estacionario tendencial*, donde π < 0 o lo que es lo mismo, θ < 1 (Pfaff & Stigler, 2013, p. 59).

3.4 Pruebas de cointegración

Quintana y Mendoza mencionan que primero Granger y Newbold (1974) y posteriormente Granger y Eagle (2003) realizaron simulaciones mediante series artificiales no estacionarias; la teoría prescribe que las regresiones efectuadas con estas series darían como resultado bajos coeficientes de determinación y pruebas de hipótesis t sobre los estimadores de las pendientes, carentes de significancia estadística; en algunos de los resultados encontrados por estos investigadores, los coeficientes de determinación fueron muy elevados y los estadísticos t no seguían una distribución t *bien portada*, lo cual impedía efectuar correctamente las pruebas de hipótesis; Granger detectó que el estadístico Durbin Watson también resultó muy bajo, inferior al coeficiente de determinación (Quintana R. & Mendoza G., 2008, p. 358).

Líneas adelante Quintana y Mendoza refieren que gran parte de las series económicas son no estacionarias y pueden contener raíces unitarias, es decir, una regresión entre ellas puede ser espuria; con la excepción de que si al combinar estas series en una regresión, los residuales resultan estacionarios, se dice que dichas series económicas están cointegradas. Es decir, aunque individualmente las series sean no estacionarias, en conjunto presentan un comportamiento consistente a través del vector de cointegración.

Adicionalmente estos autores afirman que si x_t y y_t son I(1), pero existe una combinación lineal entre ellas del tipo $z = m + ax_t + by_t$, la cual es I(0), entonces se dice que x_t , y_t están cointegradas y el vector [m,a,b] es un vector de cointegración. Sin embargo, Campbell y Perron (1991) definen cointegración en un sentido más amplio, cuando se trata de un sistema de vectores cointegrantes, para incluir vectores con distinto grado de integración, por virtud de la independencia lineal del conjunto¹⁹. Por su parte, Quintana y Mendoza agregan que la idea de cointegración sugiere la existencia de un atractor para las series en

¹⁹ Ver Definición 4.2 referencia citada: "Esta definición es más amplia que la de Engle y Granger, en el sentido de que ahora ya no se requiere que individualmente cada vector sea cointegrado del mismo orden. Por ejemplo sólo algunos o toda la serie de vectores puede ser estacionario en tendencia." (Pfaff, 2008, p. 79)

el largo plazo y resumen el procedimiento de Engle y Granger en los siguientes pasos (Quintana R. & Mendoza G., 2008, p. 360):

- a) Realizar las pruebas de raíz unitaria a las series involucradas en la regresión bajo estudio para verificar que su orden de integración sea I(1).
- b) Estimar la regresión cointegrante (denominada regresión estática).
- c) Aplicar pruebas de raíz unitaria a los residuales de la regresión anterior, para verificar que su orden de cointegración es I(0). En caso afirmativo, no se podrá rechazar la hipótesis nula de cointegración.
- d) Al aplicar la prueba ADF a los residuales de la ecuación cointegrante, se deben consultar los valores de las tablas de cointegración construidas por Engle-Yoo, ya que los valores originales tabulados por Dickey-Fuller son inferiores en valor absoluto.

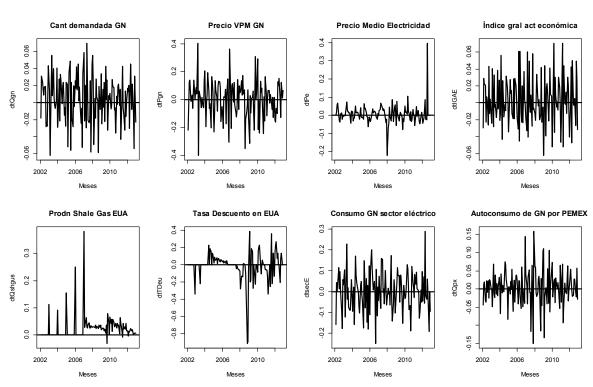


Figura 20. Gráficas de variables del modelo, con diferenciación de primer orden

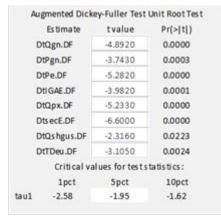
Siguiendo esta secuencia, a continuación se prueba el orden de integración de las variables involucradas en el sistema de ecuaciones estructurales simultáneas, con el fin de demostrar, posteriormente, que en conjunto tienden al equilibrio de largo plazo, por virtud de la *estacionariedad* asociada a los residuales de las regresiones estáticas y al

orden de integración I(1) de las series de tiempo que conforma esta estructura, punto (a) recomendado por Quintana y Mendoza.

ad Precio VPMGN acf Cant demandada GN acf Precio Medio Electricidad acf Índice gral act económica AGF 0.66 ₽ 8g = 90 9.0 β 0.0 0.5 1.0 1.5 QΟ 0.5 1.0 0.0 0.5 1.0 1.5 იი 05 1.0 Lag Lag Lag Lag pacf Cant demandada GN pad Precio VPM GN pad Precio Medio Electricidad pad Índice gral act económica Partial ACF -0.1 0.2 8 8 05 1.0 1.5 0.5 1.0 1.5 0.5 1.0 1.5 05 1.0 1.5 Lag Lag Lag Lag acf Proch Shale Gas EUA ad Tasa Descuento en EUA acf Consumo GN sector eléctrico acf Autoconsumo de GN por PEIVEX ₽ 8∃ 90 9.0 90 8 0.2 0.2 0.0 1.0 QΟ 0.5 1.0 1.5 0.0 0.5 1.0 0.0 0.5 1.0 Lag Lag Lag pacf Prodn Shale Gas EUA nacf Tasa Descriento en FLIA pad Autoconsumo de GN por PEMD pacf Consumo GN sector eléctrico 5 5 0.3 ij. ŢŢ 5 0.2 72 1.0 0.5 0.5 0.5 1.0 1.5 0.5 1.5 1.0 1.0 1.5 Lag Lag Lag Lag

Figura 21. Coeficientes de autocorrelación, variables diferenciadas I(1) del modelo

Cuadro 5. Prueba ADF sobre variables diferenciadas



La **Figura** 21 muestra los coeficientes autocorrelación de estas variables en diferencia. Así mismo, en el Cuadro 5 se resumieron las pruebas ADF que demuestran la estacionariedad de dichas series de tiempo en primera diferencia, integradas de orden uno, I(1). La forma de probar lo anterior, es correr la misma prueba ADF a las series diferenciadas un período, pero ahora sin tendencia. Como se observa, el estadístico τ estimado cae en la

región de rechazo de Ho, a la izquierda del valor crítico -1.95; así, las series en primera diferencia son estacionarias I(0). De lo contrario, la prueba indicaría que las series

diferenciadas son I(2), integradas de orden 2 (Pfaff, 2008, p. 61), debido a que las series originales sin diferenciación ya son AR(1), lo que se trata de demostrar. Se puede afirmar por tanto que todas las variables estudiadas, individualmente, son integradas de orden I(1). (Pfaff, 2008, p. 94).

3.5 Modelo de corrección de errores (MCE), asociado al esquema de cointegración

A continuación se desarrollan los puntos (b) a (d). Para aplicar el método de Engle-Granger a las ocho variables integradas I(1), se formula un conjunto de regresiones para la demanda y otro para la oferta; tomando una variable a la vez como variable dependiente y las otras como regresoras. Estas se denominan regresiones estáticas para distinguirlas del modelo dinámico, representado por el MCE, asociado a todo conjunto de variables cointegradas de orden I(1), como prescribe el *Teorema de Representación de Granger*. (Greene, 2003, p. 654). En este caso se formulan y estiman sendos MCE para la demanda y la oferta.

Cuadro 6. Prueba de estacionariedad sobre residuales de las regresiones estáticas

		z.lag.1	Pr(> t
err.eq	LPdda.QgnDF	-4.180	0.000
err.ec	LPdda.PgnDF	-2.965	0.004
err.e	qLPdda.PeDF	-3.277	0.001
err.eqLPdda.IGAEDF		-5.048	0.000
err.e	er r.eqLPofa.PgnDF		0.000
err.ed	err.eqLPofa.QgnDF		0.001
err.eqLPofa.QpxDF		-5.800	0.000
err.eqLPofa.secEDF err.eqLPofa.QshgusDF		-4,401	0.000
		-4.578	0.000
err.eqLPofa.TDeuDF		-2.584	0.011
	Critical va	lues for tes	st statistic
	1pct	5pct	10pct
tau1	-2.58	-1.95	-1.62

Esta etapa concluye al obtener los residuales de las regresiones estáticas, tanto para la función de oferta como para la función de demanda.

Acto seguido, se aplican las pruebas ADF a dichos residuales, es decir a las series desde «err.eqLPdda.Qgn» hasta «err.eqLPofa.TDeu» (c34.eqRegEstaticaCointEngGranBIS.txt), cuya prueba ADF se resume en el Cuadro 6.

Los resultados muestran que los estadísticos τ estimados caen en la región de rechazo de Ho, a la izquierda del valor crítico -1.95; es decir, las

ocho series de residuales son estacionarias, I(0); por tanto se comprueba que en su conjunto las ocho series de tiempo se encuentran cointegradas. Sobre este particular:

Pfaff menciona que gracias al trabajo de Engle y Granger, "ahora es posible detectar relaciones estables de largo plazo entre variables no estacionarias, ..., en el lenguaje de los economistas, las desviaciones del equilibrio en el largo plazo son posibles, pero estos errores se caracterizan por una reversión a la media para alcanzar un equilibrio estable a largo plazo, . . . , el principal logro ha sido resucitar la aplicabilidad del método de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) en el caso de variables que presentan tendencia; los residuales de estas regresiones estáticas son integrados de orden cero, I(0), en el caso en que estén cointegradas (Pfaff, 2008, p. 76). En la misma cita, Pfaff precisa que: "Stock (1987) denominó tal estimación por MCO de vectores cointegrantes como «superconsistente». Pero también mostró que la distribución límite es no normal, como en el caso de las regresiones espurias (aquellas donde intervienen variables con raíces unitarias), por lo que en esta circunstancia no son aplicables las pruebas t y F." Adicionalmente, el autor precisa que: "cuando las variables I(1) están cointegradas, los residuales de esta regresión estática, representados por la serie z_t son I(0), estacionarios. Estos residuales, que representan el término de error de la «trayectoria de equilibrio de largo plazo» de dichas variables, pueden probarse mediante el test ADF pero empleando como valores críticos los calculados por Engle y Yoo (1987) o los de Philips y Ouliaris (1990), debido a que z_t es una serie que ya pasó por un proceso de estimación." En el caso que nos ocupa, tales valores críticos son proporcionados por el paquete econométrico empleado.

Los residuales estudiados en la sección anterior, teóricamente corresponden a la variable retardada \hat{z}_{t-1} en las siguientes ecuaciones que, alternativamente, se pueden emplear para estimar el MCE. Pfaff señala que para este fin, puede ajustarse cualquiera de las siguientes ecuaciones (tanto para la oferta como para la demanda):

$$y_{t} = \varphi_{0} + \zeta_{1} \hat{z}_{t-1} + \sum_{i=1}^{K} \varphi_{1,i} x_{t-1} + \sum_{i=1}^{L} \varphi_{2,i} y_{t-1} + \vdots_{1,t}$$
 (3.3)

$$x_{t} = \xi_{0} + \zeta_{2}\hat{z}_{t-1} + \sum_{i=1}^{K} \xi_{1,i} \ y_{t-1} + \sum_{i=1}^{L} \xi_{2,i} \ x_{t-1} + z_{t}$$
 (3.4)

"Donde $\hat{\mathbf{z}}_{t-1}$ es el término de error, retardado, de la ecuación de regresión estática que sea seleccionada para formular el MCE, y $\mathbf{z}_{1,t}$ junto con $\mathbf{z}_{2,t}$ constituyen procesos de ruido blanco. En este modelo de corrección de errores, (3.3) expresa que los cambios \mathbf{z}_{t} se explican: por su propia historia, por los cambios retardados en \mathbf{z}_{t} y por el término de error retardado del *equilibrio de largo plazo*: $\hat{\mathbf{z}}_{t-1}$. El valor del coeficiente \mathbf{z}_{t} determina la «*velocidad de ajuste*» y siempre debe resultar de signo negativo. De lo contrario el sistema se alejará de su trayectoria de equilibrio de largo plazo" (Pfaff, 2008, p. 77).

Cuadro 7. Estimación del Modelo de Corrección de Errores, ecn. 3.5

Coefficients:	Estimate	Std Error	tvalue	Date Lat 1	
Coemicients.	Estimate	Sto. Error	tvalue	Pr(> t)	
(Intercept)	-4.0E-19	5.1E-18	-7.9E-02	0.937	
L(errPgnOfal, 1)	-9.1E-17	2.4E-17	-3.8E+00	0.000	***
L(d1Qgn, 1)	-2.6E-16	2.6E-16	-1.0E+00	0.315	
L(d1Pgn, 1)	1.0E+00	3.7E-17	2.7E+16	0.000	***
L(d1Qpx, 1)	1.3E-16	1.2E-16	1.1E+00	0.284	
L(d1secE, 1)	2.3E-17	6.5E-17	3.5E-01	0.727	
L(d1Qshgus, 1)	2.5E-17	1.0E-16	2.3E-01	0.815	
L(d1TDeu, 1)	3.5E-18	2.8E-17	1.2E-01	0.902	

Lo mismo puede decirse respecto a los términos correspondientes de la ecuación (3.4). Líneas adelante, este autor menciona que a partir de dichas ecuaciones "se puede concluir que en el caso de dos variables cointegradas I(1), debe existir causalidad de Granger en al menos una dirección. Es decir, al menos una variable puede servir para pronosticar a la otra." En el caso que nos ocupa, el MCE significativo obtenido corresponde a la regresión de la función inversa de oferta:

$$d1Pgn \sim L(errPgnOfaL, 1) + L(d1Qgn, 1) + L(d1Pgn, 1) +$$

 $L(d1Qpx, 1) + L(d1secE, 1) + L(d1Qshgus, 1) + L(d1TDeu, 1), data=ecmdatPgnOfa)$ (3.5)

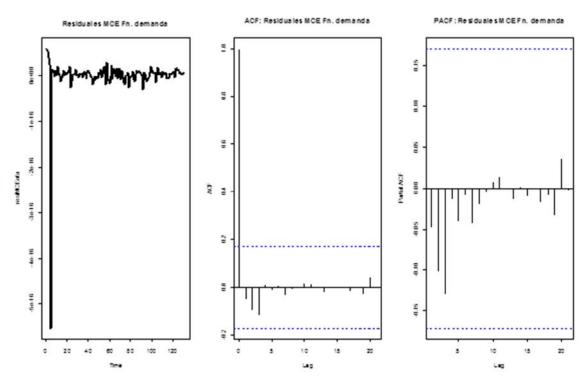
 ζ_1 del modelo teórico (ecn. 3.3) representa el coeficiente estimado, -9.1*10⁻¹⁷, de la variable L(errPgnOfaL,1) en la regresión ajustada, la cual corresponde al residual de la regresión estática, retardado en un período, $\hat{\mathbf{Z}}_{t-1}$, cuya variable explicada es Pgn, el precio del gas natural (Función inversa de oferta). Los resultados del ajuste se resumen en el Cuadro 7, dicho coeficiente, ζ_1 , da un valor negativo como lo prescribe la teoría pero tiende a cero, lo que es indicativo de que los agentes económicos sólo removerán lentamente los desequilibrios a largo plazo; la velocidad de ajuste de largo plazo es lenta, como se ha observado en el comportamiento del mercado en la realidad. En virtud de que el coeficiente de L(d1Pgn, 1), 1.0E+00, es significativo, la causalidad de Granger va de Pgn hacia Qgn. Es decir, existe relación causal « Δ Pgn \rightarrow Δ Qgn»; también se observa esta

relación desde el precio anterior al contemporáneo, en ambos casos, como lo prescribe la teoría económica. (Brown & Yucel, 1993, p. 46). El MCE estimado toma la forma:

$$\Delta Pgn = -4.0E-19 - (9.1E-17)z_{t,1} + (1.0E+00)\Delta Pgn_{t,1}$$
 (3.6)

A continuación, se presentan las gráficas de la serie resiMCEofa, residuales del MCE, así como los coeficientes de autocorrelación y autocorrelación parcial, que muestran la estacionariedad de esta serie.

Figura 22. Estacionariedad de la serie de tiempo, resiMCEofa, residuales del MCE, correspondientes a la función inversa de oferta



En la Figura 22, se muestran las gráficas que evidencian la estacionariedad del término de error correspondiente al Modelo de Corrección de Errores de la función inversa de oferta. En un modelo de esta naturaleza, es de interés fundamental verificar si los residuales son consistentes con los supuestos del modelo: normalidad en la distribución de éstos, no autocorrelación, heterocedasticidad y estabilidad estructural, ésta última mediante alguna prueba CUSUM (Pfaff, 2008, p. 28). En el caso que nos ocupa, y específicamente para diagnosticar la serie de *residuales* z_{t-1} *de la regresión estática de largo plazo*

correspondiente a la función inversa de oferta: errPgnOfaL, se realizan las siguientes pruebas (Pfaff & Stigler, 2013, p. 16):

El paquete *tseries* del sistema R proporciona estas pruebas (archErrorMCEdda) con excepción del test de estabilidad estructural (la cual se verifica con el paquete *lmtest*). Lo anterior mediante la función «*garch*» que emplea un "optimizador quasi-Newton para encontrar el estimador de máxima verosimilitud del modelo de normalidad condicionada". (Trapletti & LeBaron, 2013, p. 9).

Pruebas de normalidad y no autocorrelación en z_{t-1}.

A continuación se presentan los resultados de la prueba²⁰, modelo autorregresivo de heterocedasticidad condicionada:

garch(errPgnOfaL, order = c(0,2))

summary(x.arch)

Call: garch(x = errPgnOfaL, order = c(0, 2)). Model: GARCH(0,2)

Diagnostic Tests:

Jarque Bera Test, data: Residuals

X-squared = 2.6667, df = 2, p-value = 0.2636

Box-Ljung test, data: Squared.Residuals

X-squared = 0.3242, df = 1, p-value = 0.5691

Como se puede observar, respecto a la prueba de normalidad Jarque-Bera, Ho: *la serie está normalmente distribuida*; dado un p-value = 0.2636, la probabilidad de cometer error tipo I, rechazar una hipótesis verdadera, es muy alta; por tanto la hipótesis nula no puede ser rechazada. Respecto a la prueba Box-Ljung de no-autocorrelación, éste inconveniente se presenta por problemas de no estacionariedad de las variables dependiente y explicatorias; también puede originarse por manipulación de los datos como promedios, transformaciones, etc., o por formas funcionales inapropiadas. En este caso, dado un nivel de significancia marginal de 0.5691, Ho: *no existen efectos ARCH*; con p-value=0.5691>0.05, la probabilidad de cometer el error tipo I: rechazar una hipótesis cierta, es muy alta, es decir, se acepta la hipótesis nula de no autocorrelación de heterocedasticidad condicionada. (Pfaff, 2008, p. 16).

Prueba de especificación.

Las fallas de especificación se originan por emplear una forma funcional incorrecta, exclusión de variables relevantes o inclusión de variables irrelevantes. Estos

²⁰ "Un modelo GARCH(p,q) con pocos términos (autoregresivos) se desempeña tan bien o mejor que un modelo ARCH con muchos retardos". (Greene, Econometric analysis, 2003, p. 241)

factores pueden originar autocorrelación serial, no normalidad y otros. A continuación se aplica esta prueba a la regresión estática eqLPofa.Pgn correspondiente al MCE. En este caso se aplica la prueba lmTest, del paquete R lmtest, mediante: "una prueba F para determinar cuándo (Ho:) las variables adicionadas al modelo en la regresión bajo prueba tienen influencia significativa. El estadístico de prueba bajo Ho sigue una distribución F con «parameter» grados de libertad (Torsten et al, 2014, p. 36).

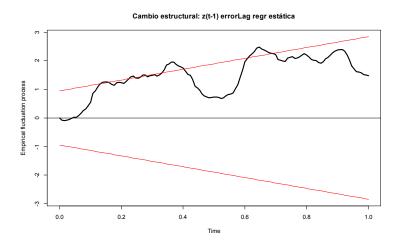
Regresión estática de la función inversa de oferta: eqLPofa.Pgn.

En este caso, la prueba resettest(eqLPdda.Qgn , power=2, type="regressor"), se aplica el comando: > li(Imtest), resettest(eqLPofa.Pgn, power=2,type="regressor"). El resultado es: RESET test data eqLPofa.Pgn, RESET = 6.1765, df1 = 5, df2 = 121, p-value = 3.914e-05. El valor critico para estos grados de libertad es: (qf(1-0.05, 5, 121)) es 2.289214 < 6.1765, por lo que el estadístico de prueba cae en la región de rechazo de la hipótesis nula, las variables adicionadas al modelo para probar su estabilidad, no tienen influencia significativa, por lo que el MCE se considera estructuralmente estable.

Cambio estructural a través de residuales z_{t-1}

Mediante el empleo del paquete R «strucchange», y una prueba CUSUM, se evaluaron los cambios estructurales implícitos en los residuales retardados de la regresión Pgn estática, z_{t-1}. Los puntos de ruptura de la estabilidad ocurren en Enero de 2006, Septiembre de 2007 y Abril de 2009 (Períodos 49, 69 y 88). Éstos coinciden con la recesión económica mundial, iniciada en los EE.UU., y el abatimiento estrepitoso de precios del gas natural, a partir de 2009. Como observación final, a pesar de los cambios drásticos ocurridos en este mercado, no se identifican condiciones permanentes de cambio estructural.

Figura 23. Residuales z_{t-1}: cambio estructural, períodos 49, 69 y 88



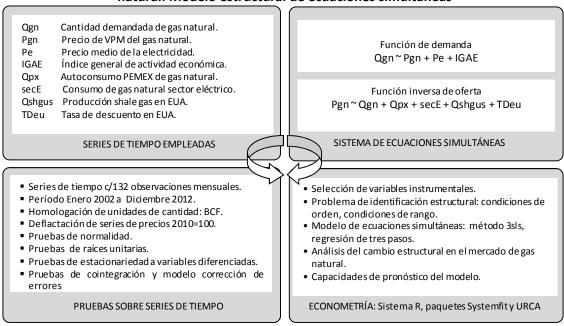
En síntesis, en este capítulo se revisó la estructura y situación actual del mercado mexicano de gas natural, destacando la prevalencia de déficit por el lado de la oferta, y paradógicamente, precios bajos derivados de causas exógenas al país; se realizó el análisis de estadística descriptiva de las variables económicas que caracterizan al mercado, para integrarse en el modelo propuesto en esta investigación; se aplicaron pruebas de normalidad y de raíces unitarias, que confirmaron la no normalidad y no estacionariedad de éstas, con los problemas de autocorrelación y heterocedasticidad típicos de las series económicas, este último atemperado por la conversión a logaritmos de todas series. Para neutralizar los inconvenientes derivados de lo anterior, a fin de poder emplear dichas series en los modelos de regresión que se ajustarán en el capítulo siguiente, se aplicaron pruebas de cointegración que resultaron positivas de orden I(1), y se estimó el modelo de corrección de errores, MCE, concomitante, para determinar la velocidad de ajuste hacia el equilibrio de largo plazo; se encontró que éste se alcanza pero de modo muy lento; así mismo se aplicaron las pruebas correspondientes de normalidad, autocorrelación y estabilidad estructural de dichas series. Con base en el MCE, se infirieron las relaciones de causalidad de Granger. Finalmente se analizó la posibilidad de cambios estructurales en el mercado de gas natural, empleando los residuales retardados de la ecuación de regresión estática. A continuación, se formulará el modelo estructural de ecuaciones simultáneas, a fin de realizar el ajuste econométrico que permita determinar la elasticidad precio de la demanda, requerida para probar la hipótesis central del presente estudio.

4. ESTIMACIÓN DE LAS FUNCIONES DE OFERTA Y DEMANDA

4.1 Sistema estructural de ecuaciones simultáneas

Con base en las series económicas cointegradas analizadas en el capítulo anterior, en la Figura 24 se resume el esquema conceptual empleado para estimar las funciones de oferta y demanda en la presente investigación, mediante un sistema estructural de ecuaciones simultáneas. Para el efecto, se emplearon los paquetes *systemfit* (Henningsen & Hamman, Systemfit: A package for Estimating Systems of Simultaneous Equations in R, 2007) y URCA (Pfaff & Stigler, 2013), entre otros, del sistema R.

Figura 24. Esquema conceptual para la estimación de las funciones de oferta y demanda de gas natural: Modelo estructural de ecuaciones simultáneas



En el presente estudio se adopta el sistema de ecuaciones simultáneas oferta demanda, mediante una ecuación directa para la función de demanda, Qgn=f(Pgn), mientras que para la oferta se emplea la función inversa de oferta, Pgn=f(Qgn), por dos razones operacionales: (i) el propósito fundamental de este capítulo es estimar la elasticidad-precio de la demanda, a efecto de probar la hipótesis central de esta investigación, por lo

que resulta obligado conservar la variable endógena de precios del gas natural del lado derecho, y (ii) a fin de contrastar el modelo propuesto, en sus capacidades de pronóstico, resulta conveniente pasar la variable endógena Qgn al lado derecho de la función de oferta; de este modo se tendrán mejores condiciones para pronosticar ambas variables fundamentales en el mercado de gas natural, con el mismo modelo estructural estimado sin pasar por alto el peso de las condiciones de endogeneidad que se describen más adelante. El ajuste de funciones inversas de oferta demanda se encuentra ampliamente documentado en los textos de econometría considerados en la bibliografía consultada. Por ejemplo, para Greene: "en un modelo de oferta y demanda, tanto la ecuación de demanda Q=f(P,x), como la ecuación «inversa de demanda» P=g(Q,x), constituyen especificaciones apropiadas de las relaciones entre precio y cantidad" (Greene, 2003, p. 390). La connotación "estructural" de estos sistemas, deviene de su apego a las teorías económicas que se busca modelar. En virtud de que el objetivo primordial en este capítulo es el de estimar la elasticidad-precio de la demanda de gas natural para el período bajo estudio, es primordial mantener la congruencia estructural con la teoría económica. De acuerdo con Schmidt (2005), la estimación simultánea de dos ecuaciones no tendrá ningún efecto en los estimadores, a menos que exista alguna relación entre ambas. Si la relación es real, se incrementará la exactitud de los estimados. Si una ecuación tiene una variable del lado derecho, que no aparece en la otra ecuación, entonces al estimar en el sistema en conjunto puede ser más eficiente (Schmidt S. J., 2005, p. 301). La estructura de las funciones de oferta y demanda propuesta, obliga a considerar el problema derivado de endogeneidad. Al efecto, Zellner refiere que:

"Muchos modelos teóricos estimados econométricamente consisten de más de una ecuación. Los términos de error de estas ecuaciones se encuentran igualmente correlacionados, debido a factores no considerados en el sistema que influyen sobre dichos términos en una o más ecuaciones. Ignorar tales correlaciones y estimar las ecuaciones por separado conduce a estimaciones ineficientes de sus coeficientes. La estimación simultánea de todas las ecuaciones mediante un estimador "generalizado de mínimos cuadrados", (GLS), considera la covarianza estructural de los residuos para obtener estimadores eficientes. Este procedimiento se conoce como "regresión aparentemente relacionada", (SUR, Zellner 1962). Otra razón para estimar el sistema de ecuaciones simultáneamente son las restricciones cruzadas²¹ entre ecuaciones y el proceso de

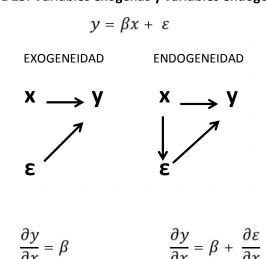
_

²¹ En nota al pie de página, misma referencia, los autores citados mencionan que "Especialmente, la teoría económica sugiere diversas restricciones cruzadas entre ecuaciones sobre los coeficientes (por ejemplo, la restricción de simetría en modelos de demanda".

prueba de estas restricciones requieren un enfoque de estimación simultánea. Adicionalmente, estos modelos pueden contener variables que aparecen en el lado izquierdo de una ecuación y en el lado derecho de otra. Ignorar la endogeneidad de estas variables conduce a estimaciones inconsistentes. Si una variable del lado derecho es endógena, entonces está correlacionada con el término de error. En este caso el término de error no tendrá un valor promedio de cero (Schmidt S. J., 2005, p. 277). El sesgo originado por la simultaneidad puede corregirse mediante la aplicación del método de estimación de "mínimos cuadrados de dos pasos" (2SLS) que involucra ambas ecuaciones. Combinando este procedimiento de estimación con el método SUR, da lugar al método conocido como "mínimos cuadrados de tres pasos" (3SLS), (Zellner and Theil 1962). El paquete *systemfit* proporciona las pruebas estadísticas para coeficientes restringidos y para verificar la consistencia de la estimación 3SLS. El paquete *systemfit* se ha desarrollado en el ambiente de programación R (de software libre: Comprehensive R Archive Network, CRAN, http://CRAN.R-project.org/), lo que permite acceder al código fuente de todas las aplicaciones". (Henningsen & Hamman, 2007, p. 2) .

El método de regresión de dos pasos, 2sls, por su acrónimo en inglés (2 stages linear system), contempla el empleo de variables exógenas instrumentales con el objeto de originar un desplazamiento de la función de oferta sobre la función de demanda, a fin de "marcar o delinear" la pendiente de la segunda, uno de los objetos centrales del presente estudio.

Figura 25. Variables exógenas y variables endógenas



FUENTE: Tomada de (Creel, 2012, P374), sobre una adaptación de Cameron y Trivedi, según la fuente citada.

Un supuesto fundamental de este método es, por tanto, que las variables instrumentales no estén correlacionadas con los residuales de la regresión, para garantizar su exogeneidad, Figura 25. Con relación a los diversos métodos disponibles en systemfit para estimar regresiones simultáneas, como 2SLS o 3SLS, entre otros, en la documentación del

paquete se aclara que: "Si se emplean las mismas variables instrumentales en todas las ecuaciones, todos los métodos antes mencionados conducen a idénticos coeficientes estimados y a idénticas matrices de covarianza correspondientes a los coeficientes estimados". (Henningsen & Hamman, 2007, p. 37). Cabe mencionar que en los métodos mencionados.

"los coeficientes estimados son consistentes si la matriz de covarianza de los residuales se calcula empleando los residuales del primer paso de MCO o de 2SLS". Por otra parte, "la bondad de ajuste de una ecuación del sistema puede medirse por el coeficiente de determinación tradicional, pero la bondad de ajuste del sistema completo de ecuaciones puede medirse mediante la R² de McElroy". Adicionalmente, "las restricciones lineales del sistema pueden probarse mediante una prueba F, dos pruebas de Wald y una prueba mediante la razón de verosimilitud (LR). El estadístico F incluye el número de restricciones consideradas j, y el número total de coeficientes estimados K, entre otros; bajo la hipótesis nula, F representa un estadístico F distribuido con j y GT-K grados de libertad". (Henningsen & Hamman, 2007, p. 11).

Una variable exógena no está correlacionada con el término de error, así, su valor no está determinado dentro de modelo de regresión; por el contrario, una variable endógena si está correlacionada con el término de error, por lo que su valor se encuentra determinado dentro del modelo. (Schmidt S. J., 2005, p. 275). La Figura 25 ilustra estas condiciones. (Creel, 2012, p. 374).

En el caso del modelo de oferta-demanda, Schmidt acota al pie de página una aclaración sobre la endogeneidad del precio y de la cantidad demandada²². En econometría, la solución al sistema de ecuaciones simultáneas oferta-demanda se denomina sistema de ecuaciones estructurales.

-

²² "Colocamos Q en el lado izquierdo de estas ecuaciones y P del lado derecho, porque desde el punto de vista de un comprador o vendedor individuales, en un mercado competitivo, P es fija y dada; así mismo el comprador o vendedor eligen su cantidad individual. Pero desde la perspectiva del mercado general, P no es fija sino endógena. Es una pena que los economistas también hayan elegido, de manera convencional, colocar P sobre el eje vertical de la gráfica oferta-demanda. En muchos casos sería mejor colocar Q sobre el eje vertical" (Schmidt S. J., 2005, p. 276). Bajo esta consideración de Schmidt, la convención de colocar P en el lado derecho de la ecuación, no implica que los precios asuman el papel de variables independientes, como corresponde en la definición matemática de función. Esto tiene una importante consecuencia, entonces, tampoco en econometría P debe considerarse como variable explicativa. Al efecto, Schmidt previene que al estar la variable endógena del lado derecho, correlacionada con los términos de error, éstos no tendrán una media de cero, su valor alto o bajo dependerá de la variable endógena y la línea de mínimos cuadrados ordinarios no coincidirá con ninguna de las relaciones económicas implícitas en los datos, por tanto sus parámetros no serán estimaciones significativas de las pendientes de dichas relaciones.

El mismo autor menciona que las ecuaciones consideradas en el sistema deben ser independientes, puesto que si dos de éstas fueran dependientes, no se tendrían suficientes ecuaciones para resolver todas las variables explicativas del modelo económico. El sistema en equilibrio no tendría solución (Schmidt S. J., 2005, p. 281).

La condición de independencia entre ecuaciones del modelo, tiene consecuencias en el método de identificación del sistema, en términos de las condiciones de orden y las condiciones de rango que se establecen para la matriz de coeficientes del modelo.

Con relación al método de estimación de dos pasos, Greene menciona que "La primera ecuación es un modelo clásico de regresión. En la segunda ecuación $Cov(y_1,\epsilon_2)=Cov(x.\beta_1+\epsilon_1,\ \epsilon_2)=0$, de modo que ésta puede ser estimada por mínimos cuadrados ordinarios. . . . Continuando de esta forma, encontramos que en cada ecuación el conjunto completo de variables del lado derecho no está correlacionado con el respectivo término de error; el resultado es que el modelo recursivo completo puede estimarse consistentemente ecuación por ecuación mediante mínimos cuadrados ordinarios" (Greene, 2003, p. 397).

4.2 Condiciones de identificación para ecuaciones estructurales

La aplicación del sistema de ecuaciones estructurales y del método de regresión de dos pasos, conlleva la necesidad de dilucidar las condiciones de identificación de cada una de las ecuaciones del modelo. Al efecto, Gujarati menciona que: "El problema de identificación surge debido a que diversos conjuntos de ecuaciones estructurales puede ser compatible con el mismo conjunto de datos. Es decir, una determinada ecuación expresada en su forma reducida puede ser compatible con diferentes ecuaciones estructurales o diferentes hipótesis (modelos), y puede dificultarse decir cuál hipótesis particular (modelo) se está investigando" (Gujarati, 2004, p. 739). Por otra parte, con relación a las variables instrumentales, para Schmidt: "Una ecuación se puede estimar por mínimos cuadrados de dos etapas sólo cuando existen suficientes variables instrumentales disponibles para identificar los parámetros del modelo. . . . En general, para identificar una ecuación lineal, se requiere una variable instrumental para cada

variable endógena del lado derecho" (Schmidt S. J., 2005, p. 284). Estas son las llamadas condiciones de orden, que Schmidt resume en los siguientes términos:

"Una ecuación está sobreidentificada si tiene más variables exógenas excluidas para servir como variables instrumentales que variables endógenas del lado derecho. Una ecuación está subidentificada, si tiene menos variables instrumentales que variables endógenas del lado derecho; y está exactamente identificada si tiene exactamente el número requerido de variables instrumentales. . . . Si una ecuación está subidentificada, sus parámetros no pueden estimarse. Los parámetros de una ecuación pueden identificarse, sólo si ésta se encuentra exactamente identificada o sobreidentificada" (Schmidt S. J., 2005, p. 286).

Bajo estas condiciones, el sistema de ecuaciones simultáneas empleado presenta las siguientes características: (i) la ecuación de demanda tiene una variable endógena del lado derecho, Pgn, y excluye cuatro exógenas instrumentales, Qpx, secE, Qshgus y TDeu, por lo que está sobreidentificada. La ecuación de oferta cuenta con una variable endógena del lado derecho, Qgn, y excluye dos variables instrumentales, Pe e IGAE, por lo que también se encuentra sobreidentificada.

En nuestro caso, la presencia de una variable adicional a la endógena del lado derecho en la función de demanda, permite identificar la función de oferta, y viceversa, por el efecto de desplazamiento que origina la variable instrumental.

\$demand: Qgn ~ b₁₀ + b₁₁ Pgn + b₁₂ Pe + b₁₃ IGAE \$supply: Pgn ~ d₂₀ + d₂₁ Qgn + d₂₂ Qpx + d₂₃ secE + d₂₄ Qshgus + d₂₅ TDeu V. ENDÓGENAS V. EXÓGENAS INSTRUMENTALES secE Qshgus TDeu ECUACIÓN 1 Qgo Pe IGAE Qpx DEMANDA -b0 -b11 -b12 -b13 0 0 **OFERTA** -d0 1 -d22 -d23 -d24 -d25 BALANCE 0 0 0 0

Cuadro 8. Matriz de coeficientes del modelo estructural

En el Cuadro 8 se resume la matriz de coeficientes del sistema, a efecto de llevar a cabo la identificación de ambas ecuaciones. La primera ecuación excluye las variables Qg_o, Qpx, secE, Qshgus y TDeu, representadas por ceros en el renglón. Para que esta ecuación se encuentre identificada se debe obtener «al menos un determinante distinto de cero de

orden 2x2» a partir de los coeficientes de las variables excluidas de esta ecuación, pero incluidas en las otras ecuaciones. De acuerdo con Gujarati, la condición de orden es una condición necesaria pero no suficiente para la identificación. La condición de rango prescribe que "En un modelo que contiene M ecuaciones en M variables endógenas, una ecuación está identificada si y solo si *al menos un determinante diferente de cero*, de orden (M-1)(M-1) puede construirse a partir de los coeficientes de las variables (tanto endógenas como predeterminadas) excluidas de esa ecuación en particular, pero incluidas en las otras ecuaciones del modelo" (Gujarati, 2004, p. 750).

En el caso que nos ocupa, se obtienen las matrices mostradas en el Cuadro 9; en ambas se puede encontrar una matriz con las condiciones de rango requeridas, determinante -1 y rango 2. Este autor precisa que "la condición de rango indica si una ecuación se encuentra identificada o no, mientras que la condición de orden determina si una ecuación se encuentra identificada o sobreidentificada" (Gujarati, Basic Econometrics, 2004, p. 752). Más aún, citando a Andrew Harvey, el mismo autor afirma que "Afortunadamente, la condición de orden es normalmente suficiente para asegurar la identificabilidad, y aunque

Cuadro 9. Identificación: Condiciones de rango del sistema



es importante asegurar la condición de rango, si ésta no se cumple, raramente tiene consecuencias desastrosas" (Gujarati, 2004, p. 753). En el caso que nos ocupa, el sistema estructural propuesto cumple con ambas condiciones de identificación. El ajuste econométrico aplicado permite obtener los siguientes resultados, resumidos en el Cuadro 10.

Como ya se mencionó, la dinámica del mercado mexicano de gas natural obedece a factores que trascienden la estricta racionalidad de la teoría económica. Se podría decir que este mercado se encuentra sujeto a un conjunto de factores, no

económicos de corto plazo, y económicos a largo plazo. Por lo anterior, para la interpretación de estos resultados se debe tener presente el contexto determinado por

otros factores como: las restricciones a la oferta por cuellos de botella del sistema nacional de gasoductos; el impacto de la disponibilidad de gas natural en la productividad y competitividad del aparato productivo; la creciente dependencia de este energético por parte del sector dedicado a la generación eléctrica; la incertidumbre derivada de la producción nacional a mediano y largo plazo; las expectativas respecto a los precios internacionales de la energía y la política energética de México, entre otros.

Cuadro 10. Funciones de demanda y de oferta de gas natural 2002-2012

cuadro 10. I unciones de demanda y de oreita de gas natural 2002-2012						
FUNCIÓN DE DEMANDA 3sIs					systemfit results	method: 3SLS
Qgn ~	-3.634	- 0,111 Pgn	+ 0.139 Pe	+ 1.526 IGAE		N 264
Std. Error	1.438	0.024	0.062	0.118		DF 254
t value	-2.527	-4.592	2.231	12.978	S	SR 6.61
Pr(> t)	0.013	0.000	0.027	0.000	detRC	Cov 0.00
R-Squared: 0.8058		Residual standard error:0.826614		OLS-	R2 0.68	
					McElroy-I	R2 0.78
FUNCIÓN INVERSA DE OFERTA 3sIs						
Pgn ~	-21.903	+ 3.849 Qgn	- 1.232 Qpx	- 0.734 secE -	0.502 Qshgus	+ 0.0062 Tdeu
Std. Error	10.313	1.138	0.722	0.179	0.126	0.040
t value	-2.124	3.383	-1.708	-4.106	-3.970	0.158
Pr(> t)	0.036	0.001	0.090	0.000	0.000	0.875
	R-Squared	l: 0.6204	Residual standa	ard error: 0.605342		

No debe perderse de vista que las funciones de oferta demanda ajustadas, son sólo una descripción razonable de las verdaderas funciones, dentro de un rango limitado (Hirshleifer, 1988, p. 152). Esta afirmación de Hirshleifer no es sorprendente, ya que no solo en economía sino en las más rigurosas ciencias naturales, ningún modelo constituye una representación completa de la realidad; de aquí la pertinencia de la prevención expresada por el citado autor. En este orden de ideas, dado que todas las variables están expresadas en logaritmos naturales, en la función de demanda estimada se puede apreciar que la «elasticidad precio del gas natural» de la demanda en el mercado mexicano es muy inelástica, b₁₁=-0.111, valor que se encuentra en el rango de elasticidades estimadas por autores citados anteriormente en este trabajo, tanto para México como para otras economías. Adicionalmente, Davis y Muehlegger "estimaron que

la demanda de gas natural en tres sectores estudiados (en California), es inelástica, -0.409, -0.223 y -0.711, para los sectores residencial, comercial e industrial, respectivamente." (Davis & Muehlegger, 2009, p. 10). Otro estudio indica que "Para diversos países (ella) encontró elasticidades de la demanda que van desde -0.28 en los EE.UU hasta -0.65 en el Reino Unido; de acuerdo con estudios previos, la elasticidad precio de la electricidad varió desde -0.06 en los EE.UU. hasta -0.31 en Inglaterra. En los EE.UU. la demanda de petróleo fue inelástica y en otros países varió desde -0.34 en el Japón hasta 0.5 en Canadá". (Berg, Bjarte, & Tveteras, 2011, p. 5503).

Al evaluar lo anterior, se debe tener presente que "la elasticidad precio de la demanda de energía en países en desarrollo varía ampliamente, tanto como se ha observado en economías en transición y países desarrollados" (WEC, 2001, p. 12).

En nuestro caso, el valor de b₁₁ indica que la demanda de gas natural no es elástica y que la curva de demanda es bastante inclinada; de acuerdo con la teoría económica, la inelasticidad de este bien muestra que es un bien necesario, con pocos sustitutos; se puede interpretar como el porcentaje en que decrece la cantidad demandada de gas natural, 0.11%, al aumentar en 1% los precios de VPM; es decir, la disminución en la cantidad demandada de gas natural es menos que proporcional al incremento en los precios de VPM. Esto se explica por la naturaleza misma de los energéticos, coloquialmente se podría decir que el consumidor demanda más o menos lo requerido en su momento, independientemente de los movimientos de precios; no puede almacenar los energéticos para consumo futuro, o en todo caso, almacenar una reserva considerable de éstos sería sumamente costoso. Por lo que se refiere a la «elasticidad-precio de la electricidad», se observa que es de 0.139%, lo que puede interpretarse como el incremento porcentual en la demanda de gas natural, al aumentar 1% los precios medios de la electricidad. Tampoco la apreciación de la electricidad en 1% incide sustancialmente en la demanda de gas natural por parte de los consumidores de energía; aunque en el contexto de este ejercicio, una interpretación posible a este aumento poco significativo en la demanda de gas se pueda explicar como efecto del incremento en el consumo de gas natural por parte de los hogares para emplear menos electricidad, o por un ligero aumento en la generación eléctrica en plantas de ciclo combinado. En general la baja elasticidad estimada, 0.139, podría originarse en limitaciones económicas, técnicas y logísticas para sustituir gas natural por electricidad como energético sustituto. No obstante, -según la teoría económica-, el signo positivo del coeficiente estimado, confirma que la electricidad es un bien sustituto del gas natural²³, aunque éste tenga pocos sustitutos cercanos, o ambos energéticos sean sustitutos imperfectos²⁴. Por otra parte, la «elasticidad IGAE» de la demanda, presenta cierto comportamiento elástico, 1.52%, lo que refleja la sensibilidad de la cantidad demanda de gas por la economía, al crecimiento porcentual unitario del PIB, como proxi del ingreso disponible de los consumidores; dada esta connotación, el signo positivo de la elasticidad IGAE denota que el gas natural es un bien normal²⁵, ya que al aumentar el ingreso del consumidor, la demanda de gas aumenta: Qgn es muy sensible al incremento del PIB, más que proporcionalmente. Lo anterior es consistente con la significativa participación del gas natural en la Producción Secundaria Bruta de Energía del país, 26.3%, registrada en el Balance Nacional de Energía, que se analiza en el capítulo uno.

En lo concerniente a la función inversa de oferta, Wiser y Clair mencionan que "La medición de la elasticidad precio-inversa de la oferta permite estimar el grado en el cual los desplazamientos en la demanda de gas natural afectan su precio. Esta elasticidad es

-

²³ Microeconomía, Pindick, Robert S. Editorial Pearson Educación. ISBN 9788483225004: "En general, la elasticidad-precio de la demanda de un bien depende de que existan otros bienes sustitutos. . . . cuando no hay sustitutos cercanos, la demanda tiende a ser inelástica con respecto al precio " (Pág. 39). Más aún, con relación al signo positivo del coeficiente estimado, señala este autor que "dos bienes son sustitutos si la subida del precio de uno de ellos provoca un aumento de la cantidad demandada del otro". (Pág. 134)

²⁴ Cfr.: *Elasticidad Cruzada-Precio de la demanda*. OECD Glossary of Industrial Organization Economics and Competition Law. "Si un incremento en el precio de un producto relacionado Y resulta en un incremento en la cantidad demandada de X (mientras el precio de X se mantiene constante), entonces los productos X y Y se consideran sustitutos. Por ejemplo la electricidad y el gas natural empleado en los hogares. . . . La elasticidad cruzada se mide por un número positivo que varía desde cero (Cuando no son sustitutos) hasta algún número positivo. En general, un número mayor que dos, es indicativo de que ambos bienes son sustitutos cercanos". (Pág. 32)

²⁵ Cfr.: *Elasticidad ingreso de la demanda*. OECD Glossary of Industrial Organization Economics and Competition Law. (Pág. 48). Esta medida "puede ser positiva o negativa, lo que se ha empleado para clasificar los bienes como 'normales', 'inferiores' o 'de lujo'. Si como resultado de un incremento en el ingreso la cantidad demandada de cierto bien disminuye, el bien se clasifica como 'inferior'. De lo contrario el bien se considera como 'normal'.

una medida de la respuesta de la oferta de gas natural al precio del *commodity* en un punto específico de la curva de oferta" (Wiser, Bolinger, & Clair, 2005, p. 5). Los resultados obtenidos en el estudio realizado por Wiser *et al*, indican que esta elasticidad se encuentra en un rango de "0.8 a 2.0, lo que significa que una reducción del 1% en la demanda de gas natural podría originar una reducción en el intervalo de 0.8 a 2.0 % en los precios del gas a boca de pozo". (Wiser, Bolinger, & Clair, 2005, p. 29). La magnitud obtenida en la presente investigación, es consistente con los resultados de los autores citados. Análogamente, en esta investigación el valor estimado para esta elasticidad fue de 3.84%. En este caso, una reducción del 1% en la demanda de gas suministrado al mercado mexicano en las condiciones prevalecientes durante el período estudiado, podría explicar una reducción de 3.84% en los precios del gas natural.

La complejidad de las decisiones en este mercado, obliga a la adopción de estrategias y prácticas energéticas para optimizar logística y procesos de todos los agentes; de aquí la importancia de estudiar la estructura y dinámica de los precios con mayor alcance y profundidad que la usual en el contexto de una investigación con propósitos meramente académicos. En lo concerniente a Qpx, (autoconsumos de PEMEX), esta variable sólo resultó significativa al 10%, con un valor estimado del estadístico t de -1.708. Al 5% de significancia, el valor del coeficiente estimado, d_{22} , cae en la región de no rechazo a la hipótesis nula, H0: d_{22} =0; lo que se ve confirmado por el valor de probabilidad obtenido, Pr(>|t|)=0.090, superior al nivel de significancia de 0.05 adoptado.

Adicionalmente, la *«elasticidad de la producción de shale gas en EE.UU.»*, d₂₄, respecto a los precios del gas natural en México, correspondiente a la función de oferta, fue de -0.502, lo que se puede interpretar como el umbral en el abatimiento porcentual de los precios de VPM, al aumentar en 1% disponibilidad de gas en el mercado mexicano, procedente de la producción de shale gas en los EE.UU. Este resultado es consistente con el análisis de precios bajos realizado en el primer capítulo del presente estudio, originado por el aumento en la oferta de gas no convencional.

Finalmente, la falta de significancia estadística del coeficiente estimado d_{25} , correspondiente a TDeu, la tasa de descuento en los EE.UU como (regresor) factor determinante de la función inversa de oferta, corrobora las diversas referencias a la fuerte influencia de factores no económicos sobre el mercado mexicano de gas natural, al obtener este coeficiente un estadístico t de 0.15762, que lo ubica en la región de *no rechazo* a la hipótesis nula Ho: d_{25} =0, lo cual es consistente con el valor de probabilidad de error, 0.875, muy superior al nivel de significancia adoptado de 0.05.

Este resultado no carece de relevancia, por el contrario, parece ubicar las decisiones de inversión determinantes de la oferta de gas natural en México, al margen de los criterios de eficiencia relativos al *costo marginal del capital* que prescribe la teoría económica como tasa de descuento, y es consistente con el peso de los factores no económicos anteriormente aludidos en la presente investigación, que determinan la asignación de recursos en este mercado.

4.3 Estimación, pruebas y diagnóstico del sistema

En principio, cabe reiterar que: "Las estimaciones producidas por las variables instrumentales son consistentes. Son sesgadas, pero conforme crece la muestra el sesgo disminuye" (Schmidt S. J., 2005, p. 291). Esto nos conduce al problema de la multicolinealidad, originada por la correlación entre variables independientes y residuales (Figura 25). Al efecto (citando a Kmenta), Gujarati resume que lo importante no es dilucidar sobre la presencia o ausencia de multicolinealidad, sino distinguir la diversidad de grado en que ésta se presenta, ya que representa una característica de la muestra y no de la población (Gujarati, 2004, p. 359); por tanto, la multicolinealidad no se prueba sino que se mide en algún grado y para una muestra en particular. El autor propone los siguientes reglas heurísticas para detectar este fenómeno muestral, entre otros criterios: (i) Coeficiente de determinación alto (>0.8) pero pocos estadísticos t significativos; la prueba F puede rechazar la hipótesis nula de que los coeficientes son simultáneamente cero, pero las pruebas t individuales contradicen lo anterior al mostrar que pocos o ninguno de los coeficientes son estadísticamente diferentes de cero (ii) Elevadas

correlaciones entre pares de regresores; valores mayores que 0.8 indican un serio problema de multicolinealidad; (iii) Examen de las correlaciones parciales, aunque sin garantía de infalibilidad; (iv) regresiones auxiliares; ya que la multicolinealidad surge porque algunos regresores son combinaciones lineales de otros, una forma de medirla es regresando una variable exógena contra otra y observar su R², (ver criterio de prueba F en la referencia citada). Ninguno de estos inconvenientes se presentaron en el ajuste aquí aplicado, como se puede observar en el Cuadro 10, donde se aprecia que sólo una variable resultó del todo no significativa, TDeu, y que las R² tienen un valor aceptable, tanto individualmente como para el sistema en su conjunto: 0.78.

Sin embargo, es importante destacar los señalamientos de Gujarati al respecto: entre las medidas remediales, éste sugiere: (a) No hacer nada, o (b) aplicar alguna de las reglas empíricas mencionadas. Para Blanchard la multicolinealidad es esencialmente un problema de deficiencia en los datos y algunas veces no hay más elección que utilizar la información disponible para realizar los análisis empíricos" (Gujarati, 2004, p. 363). Finalmente, este autor, entre otras conclusiones sobre el particular se pregunta: "¿Es la multicolinealidad necesariamente mala?, respondiendo que puede no serlo si el objetivo es únicamente la predicción. Se ha dicho que si el único propósito del análisis de regresión es la predicción o pronóstico, entonces la multicolinealidad no es un problema serio en virtud de que mientras más elevado es el valor de R², mejor es la predicción". (Gujarati, 2004, p. 369)

Con relación a las pruebas de hipótesis sobre los coeficientes estimados de la regresión, Gujarati menciona que:

"la bien la conocida trinidad de pruebas: de verosimilitud, Wald y multiplicador de Lagrange cumplen este propósito, asintóticamente (para grandes muestras) las tres pruebas son equivalentes, ya que el estadístico de prueba asociado a cada una de ellas sigue la distribución chi-cuadrada; . . . y para el efecto, la distribución F es más que suficiente. Como lo han hecho notar Davidson y MacKinnon: «para modelos de regresión lineal, con o sin errores normales, por supuesto no existe la necesidad de observar en absoluto las pruebas LM, W y LR, ya que no se gana información adicional de la que ya proporciona la prueba F»" (Gujarati, 2004, p. 280).

Al efecto, en el caso que nos ocupa, la prueba F al modelo 3SLS ajustado, modA3sls, para el sistema estructural oferta demanda, arroja los siguientes resultados (Greene, 2003, p. 96):

Esto implica que el modelo en su conjunto es significativo, ya que la probabilidad de cometer error tipo I, rechazar una hipótesis cierta es menor que el nivel de significancia adoptado, (0.02431<0.05), por lo que se rechaza Ho: "todos los coeficientes del modelo son cero".

Además de mencionar que el método 2SLS fue especialmente diseñado para ecuaciones sobreidentificadas (Gujarati, 2004, p. 785), el autor multicitado indica algunas prevenciones sobre su aplicación, establecidas por Henri Tail: "La justificación estadística de 2SLS se encuentra en un tamaño de muestra grande. Cuando no existen variables endógenas retardadas en el modelo, . . . los estimadores de los coeficientes son consistentes²⁶ si las variables exógenas son constantes en muestras repetidas y si los términos de error que aparecen en las diversas ecuaciones estructurales son independiente e idénticamente distribuidos con media cero y varianzas finitas. Si se satisfacen estas dos condiciones, la distribución muestral de los coeficientes estimados

²⁶ "No se debe olvidar que uno de los supuestos cruciales del método OLS es que las variables explicatorias X deben ser no estocásticas o, si estocásticas (aleatorias), independientemente distribuidas del término de error. Si no se cumplen estas condiciones, los estimadores serán sesgados e inconsistentes, es decir, aunque la muestra crezca indefinidamente, los estimadores no convergerán a su verdadero valor poblacional." (Gujarati, 2004, p. 718) . Más aún, un estimador es consistente si su límite de probabilidad, plim, es igual a su verdadero valor poblacional ((Gujarati, 2004, p. 726).

mediante 2SLS se vuelve aproximadamente normal para grandes muestras" (Gujarati, 2004, p. 774).

Este autor resume el problema de simultaneidad en los siguientes términos: "En general la cantidad de sesgo en β_{1_est} depende de β_{1} , σ^{2} y Var(Y); y en particular del grado de covarianza entre Y y u. Como Keneth White *et al* mencionan «*Esto es todo lo que significa el sesgo de simultaneidad en las ecuaciones. En contraste con los modelos uniecuacionales, ya no se debe asumir que las variables del lado derecho de la ecuación carezcan de correlación con el término de error». Se debe entender que este sesgo permanece aún en grandes muestras. En vista de las consecuencias potencialmente serias de aplicar OLS en modelos de ecuaciones simultáneas, existe una versión de la prueba de simultaneidad llamada <i>prueba de especificación de Hausman*, que se puede usar para este fin" (Gujarati, 2004, p. 729).

En el caso que nos ocupa, esta prueba de Hausman es innecesaria, ya que sólo diagnostica el mejor ajuste entre las técnicas alternativas 2SLS y 3SLS, que como ya se dijo, en este caso particular generan resultados iguales, en virtud de que se utiliza el mismo vector de variables instrumentales para el sistema estructural en su conjunto.

Al efecto: "La única razón para emplear distintos instrumentos en diferentes ecuaciones es la correlación de los instrumentos de una ecuación con el término de error de otra ecuación. De otra manera, se pueden emplear los mismos instrumentos en todas las ecuaciones. En este caso, sólo los métodos 3SLS-GMM y 3SLS desarrollados por Schmidt son consistentes. (Henningsen & Hamman, p. 7). Greene concuerda con este criterio en los siguientes términos: "Para perturbaciones normalmente distribuidas se puede probar que el método 3SLS tiene la misma distribución asintótica que el estimador de máxima verosimilitud de información completa, el cual es el más asintóticamente eficiente entre todos los estimadores". (Greene, 2003, p. 407).

Por lo anterior, en el caso que nos ocupa la estimación del sistema estructural oferta demanda se realizó mediante el método 3SLS. Con respecto a las pruebas de especificación, Greene menciona que:

"Otra prueba de fallas en la especificación se refiere al caso de variables asumidas como exógenas en el sistema, cuando de hecho, se encuentran correlacionadas con los errores estructurales. Este error tiene serias consecuencias. La prueba de especificación ideada por Hausman proporciona un método para evaluar la exogeneidad en modelos de ecuaciones simultáneas. Supóngase que la variable cuya exogeneidad se desea probar es x^e (Greene detalla este procedimiento con base en la prueba de Wald²⁷), la prueba se basa en la existencia de dos estimadores, por ejemplo δ y δ *, tales que:

Ho: $(x^e$ es exógena), tanto δ_{est} como δ^*_{est} son consistentes, y δ^*_{est} es asintóticamente eficiente.

H1: (x^e es endógena), δ_{est} es consistente, pero δ^* es inconsistente.

Hausman basa su versión de la prueba considerando δ_{est} como el estimador 2sls y δ^*_{est} como el estimador 3sls (Greene, 2003, p. 414)

4.4 Capacidades de pronóstico del modelo

Naturalmente, el modelo estructural ajustado permite pronosticar. Como ejercicio, se aplicaron los mismos datos empleados en el estudio, con las ecuaciones ajustadas de oferta y demanda indicadas en el Cuadro 10. La Figura 26 muestra el pronóstico de la cantidad demandada, Qgn, mediante la ecuación de demanda, en la parte superior; la inferior, muestra el pronóstico del precio Pgn. Nótese la similitud de ambos pronósticos con la tendencia observada en las variables correspondientes, incluidas en la «Figura 15. Series de tiempo de las variables empleadas en el modelo». Para ambas variables, se presentan los errores estándar tanto del pronóstico como del ajuste en sendas regresiones.

_

²⁷ "En tal circunstancia, x^e aparece en la ecuación j, de manera que: $Y_j = Y_jY_j + X_j\beta_j + x^e\Theta + \epsilon_j = [Y_j,X_j,x^e]\delta_j + \epsilon_j$. Entonces δ^*_{est} es el estimador 2sls, tratando a x^e como variable exógena en el sistema, mientras que δ_{est} es es el estimador de la VI, basado en la regresión de y_j sobre Y_j , X_j , x^e_{est} . Entonces, el estadístico de prueba es: $w = (\delta^*_{est} - \delta_{est})'$ {VAR_{est}[δ_{est}] - VAR_{est}[δ^*_{est}] - [δ_{est}]), el cual corresponde al estadístico de Wald basado en la diferencia de los dos estimadores. El estadístico tiene un grado de libertad". (Greene, 2003, p. 414)

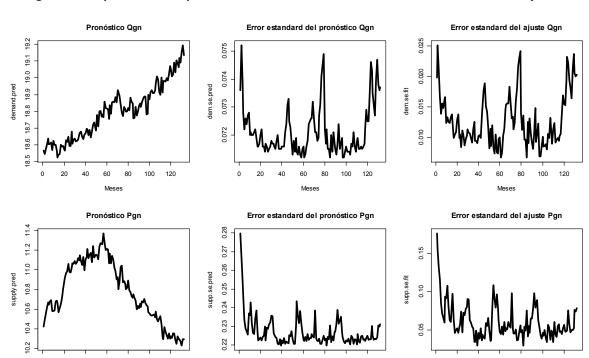


Figura 26. Capacidades de pronóstico del modelo 3SLS de ecuaciones simultáneas ajustado

4.5 Cambio estructural en el mercado de gas natural

Meses

Para identificar los cambios estructurales en el mercado de gas natural estudiado, se emplearon los residuales de la ecuación de demanda y el paquete R denominado *strucchange*; estos residuales se grafican en la Figura 27: para el efecto, primero se aplica un procedimiento CUSUM basado en MCO. (Zeileis, 2003, p. 7).

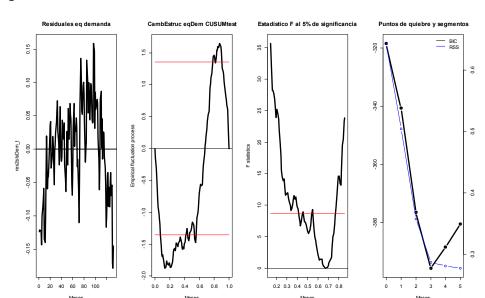


Figura 27. Cambio estructural observado en residuales de la función de demanda

En la figura mencionada se muestra el resultado de este procedimiento, con límites al 5% en el nivel de significancia; se detectaron tres puntos de quiebre, en Julio de 2003, período 19; en Diciembre de 2007, período 72; y en Abril de 2011, durante el período 112. La misma conclusión surge de la prueba basada en el estadístico F, presentado con sus respectivos límites de confianza en dicha figura, al 5% en el nivel de significancia. En la gráfica de puntos de quiebre y segmentos, se confirma que el punto óptimo observado en el estadístico F ocurrió en Abril de 2011. El primer punto de cambio estructural se puede atribuir a la crisis 2000-2003, por el aumento desproporcionado de los precios del gas natural, cuyos efectos en California y México, por ejemplo, son ampliamente conocidos. Los efectos sobre la economía fueron estrepitosos:

"Como se ha demostrado durante la crisis de energía en California 2000-2001, el riesgo basis localizado puede ser sustancial: mientras las cotizaciones del gas natural en el Henry Hub llegaron a \$10/MMBTU, los precios en el sur de California superaron los \$50/MMBTU." (Bolinger, Wiser, & Golove, 2006, p. 714). Por otra parte, el presidente de la Cámara Minera de Comercio declaró que: "mientras el gobierno (Fox) ha mencionado que tiene el objetivo de crear 1.3 Millones de empleos por año, la elevación de los precios del gas natural podría originar la pérdida de 700,000 puestos de trabajo en 2001 debido al

cierre masivo de plantas". (Baker, 2001, p. 20). Más adelante, la misma fuente refiere que el presidente de la Cámara de Industriales de Monterrey expresó que "Si a PEMEX le cuesta 60 centavos producir 1 MM de BTU entonces vender el gas a 3 Dls es buen negocio".

El segundo punto de quiebre estructural de finales de 2007, se puede explicar por la estrepitosa caída financiera iniciada en la bolsa de New York. El último punto, de principios de 2011, se podría atribuir al inicio en la crisis de precios bajos en el mercado de gas natural, originada por el efecto combinado de la recesión en la economía norteamericana, que deprimió la demanda, sumado a la irrupción del shale gas en la producción energética de los EE.UU., que incrementó la oferta. Naturalmente, el análisis del cambio estructural aquí realizado contiene más información que el correspondiente desarrollado en al capítulo anterior, ya que aquel se basó en los residuales retardados de la regresión estática, z_{t-1}, mientras que el actual se sustenta en la función de demanda ajustada. En ambos casos, no obstante al comportamiento de las gráficas analizadas, no se sostiene la condición de cambio estructural permanente en este mercado, puesto que los gráficos volvieron a su tendencia dentro de las bandas de confianza.

En conclusión, en este capítulo se aplicó el método de regresión de tres pasos para estimar el modelo estructural, a efecto de determinar la elasticidad precio de la demanda del gas natural, así como las elasticidades de los regresores incluidos en el modelo, estableciendo las interpretaciones derivadas de la teoría económica, y de otros factores de naturaleza no económica. En todos los casos, los resultados obtenidos hasta ahora, son consistentes con la teoría económica y también con los antecedentes, premisas y conjeturas comentadas en los capítulos anteriores. Adicionalmente, con base en los mismos datos, se probaron las capacidades predictivas del modelo estructural, tanto para la demanda (predicción de Qgn) como para la oferta (predicción de Pgn). Finalmente, con base en la función de demanda ajustada, se identificaron los puntos de quiebre correspondientes al análisis de cambio estructural en el mercado de gas natural.

CONCLUSIONES

Como se planteó en la parte introductoria de esta investigación, no obstante el prolongado abatimiento de precios del gas natural originado por la recesión norteamericana, conjuntamente con el abrupto aumento volumétrico de la oferta, debido a la reciente disponibilidad del gas de fuentes no convencionales, gas natural de lutitas (shale gas), también en los EE.UU., en la actualidad los precios presentan una ligera pero sostenida tendencia a la alza, que confirma los pronósticos planteados al inicio de esta investigación (hace año y medio). Lo anterior, permite apreciar también la validez de los datos obtenidos entonces del mercado de futuros de Nueva York y de The U.S. Energy Information Administration. Adicionalmente, publicaciones recientes indican que la abundante disponibilidad del gas no convencional, tanto en México como en EE.UU., hace previsible —y viable-, una reestructuración profunda del mercado de gas natural en México. Lo anterior, en el contexto de la reforma energética en proceso.

Por otra parte, los acontecimientos de los últimos meses en la geopolítica mundial –particularmente en Europa y la región euroasiática- hacen previsible una revolución energética de alcance global, sustentada en mercados trasatlánticos de gas natural, intensamente competitivos. Las consecuencias de estas transformaciones sin duda se dejarán sentir –con efectos positivos y/o negativos, de diferente amplitud-, en las esferas del desarrollo económico: la reestructuración y competitividad industrial; el cambio climático; el entorno ambiental inmediato, a nivel microregional; así como en el desarrollo científico-tecnológico en el campo de la energía.

Estas circunstancias prueban fehacientemente la pertinencia del enfoque teórico y metodológico adoptado en el presente estudio.

Específicamente, el valor de -0.11 estimado para a elasticidad-precio de la demanda en el mercado mexicano de gas natural, permite establecer las siguientes conclusiones:

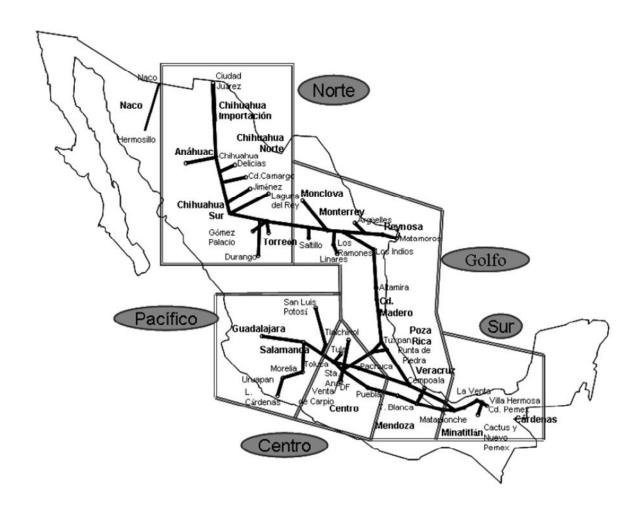
- Mediante un sólido fundamento metodológico y con series de tiempo cointegradas
 a largo plazo, se confirma que –de acuerdo a la teoría económica-, y no obstante a
 que PGPB es tomadora de precios del mercado más líquido del mundo, se trata de
 un mercado monopólico con una demanda muy inelástica.
- Por esta razón, en el entorno del marco regulatorio vigente durante el período en estudio, PGPB produce sobre un pequeño tramo de su demanda inelástica, que corresponde a la parte inicial de su curva de ingresos totales decrecientes (Figura 13). De conformidad con esto y el punto anterior, y con fundamento en la teoría económica, PGPB es una firma que opera en la condición donde su costo marginal iguala a su ingreso marginal, y además es una firma que, dada la apertura hacia un mercado más competitivo, es muy probable que se asemeje a la condición de monopolio contestable, el cual (Inciso 2.2) "ofrece la presunción, pero no la garantía, de un comportamiento consistente con la segunda mejor opción (secondbest), sujeto a la restricción de que la firma es financieramente viable, a pesar de la existencia de economías de escala, lo que hace inviable la tarificación a costo marginal". Lo anterior, prueba la hipótesis central del presente estudio.
- Asimismo, es muy posible que los mercados regionales establecidos por la CRE, también se caractericen por poseer una estructura oligopólica; lo cual no podrá saberse objetivamente hasta no realizar estudios específicos para cada región. Para el efecto, es indispensable que las autoridades competentes, amplíen la base de información –públicamente disponible-, conforme a las regiones tarifarias oficialmente delimitadas. De igual forma, a la luz de la apertura esperada del mercado y para que el ente regulador (CFC) determine condiciones de competencia efectiva, no es suficiente con que existan varios distribuidores en cada región, que además adquieran sus VPM a precios que reflejan el costo de oportunidad del energético, sino que es conveniente conocer la elasticidad-precio de la demanda mediante un análisis metodológicamente transparente que permita valorar la eficiencia del mercado.

- Por otra parte, los problemas de interrupciones del servicio y las quasi rentas mencionadas en el capítulo tres de esta investigación, de acuerdo con los autores citados, harían que la regla de Little-Mirrlees para la formación de precios en las VPM refleje el valor sombra de las nuevas restricciones, dadas por la congestión en la red de gasoductos.
- El establecimiento de condiciones de *competencia efectiva* referida en la regulación vigente durante el período en estudio, tiene como prerrequisito la medición de los índices de concentración en el poder de mercado de las firmas que conforman la oferta. Independientemente de que existen diversas medidas de concentración de mercado, el indicador más importante reconocido en la literatura es el Índice de Lerner, cuya determinación también requiere conocer la elasticidad precio a nivel regional.
- El estudio de Gunnarshaug y Ellerman para la región noreste de los EE.UU., mediante el que se determinaron las características económicas para definirla como un mercado regional (Inciso 1.5.2), también constituye una evidencia de la necesidad de contar en México con datos desagregados a nivel de cada región tarifaria, con las características antes mencionadas, a efecto de evaluar la estructura y eficiencia de estos mercados.
- Pese a las expectativas de cambio en la estructura de mercado del sector energético en el país, específicamente en la industria del gas natural, en el corto y mediano plazo, se espera que se siga utilizando la metodología netback adoptada por la CRE para la fijación del precio de las VPM de dicho energético, en tanto los mercados no alcancen un desarrollo más competitivo.
- Finalmente, es preciso reconocer –y agradecer-, que los datos disponibles hoy día reflejan un esfuerzo considerable de PEMEX, el INEGI, la CFE, la CRE y la SENER para mejorar información y grado de libre accesibilidad a través de internet. Gracias a dicha accesibilidad, así como al sistema digital de bibliotecas de la UNAM, fue posible desarrollar completamente esta tesis con la debida

oportunidad, durante el transcurso del programa de maestría cursado en esta institución.

ANEXO I. Zonas de Tarifas en el Sistema (incluye nodos de frontera)

REGIONES O ZONAS TARIFARIAS (CRE, 2007, pp. 34-I):



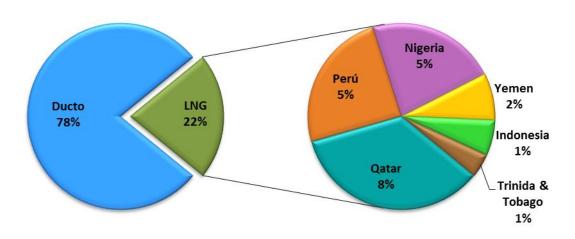
Zona de Tarifa Inicial	Zona de Tarifa Final	Nodo Frontera	
Sur	Golfo	Río San Juan (Est. 4) Río Tonalá (Est. 4)	
Golfo	Centro	Poza Rica, Zapata, Esperanza	
Centro	Occidente	Palmillas	
Golfo	Norte	El Dorado	

ANEXO II. Importaciones de gas natural de México

Durante el 2002 las importaciones de gas natural representaron el 15% de la demanda nacional (SENER, 2003, p. 58); efectuadas vía gasoducto, y provenientes de los Estados Unidos; ubicándose en 749mmpcd.

No obstante, para el 2012 dichas importaciones presentaron un incremento de 136.2%, para situarse en 1,760 mmpcd, procedentes de Texas, California, y Arizona. Por su parte, el resto de las importaciones, correspondientes a Gas Natural Licuado (LNG, por su siglas en inglés), sólo representaron el 22% de las importaciones totales (490 mmpcd), provenientes principalmente de Qatar, Perú, Nigeria, Yemen, Indonesia y Trinidad y Tobago; éstas tuvieron su entrada al país por las terminales de LNG de Altamira (Tamaulipas) en un 71.9%, Manzanillo (Colima) con 20.8% y Ensenada (Baja California) con 7.3% (SENER, 2013, p. 132).

Importaciones de Gas Natural de México, 2012



FUENTE: Elaboración propia con datos tomados de BP Statistical Review of World Energy June 2013.

Fuentes consultadas:

Lajous Vargas, A. (2013). Dilema del suministro de gas natural en México. LC/L 3607 (LC/MEX/L.1097).

Cardenete, M. A. (2009). Los modelos de equilibrio general aplicado: una revisión de los principales campos de aplicación a nivel internacional. *Revista de Economía Mundial* (23), 66-86.

CRE. (19 de Julio de 2011). *Comisión Reguladora de Energía*. Recuperado el 19 de Septiembre de 2012, de RESOLUCION Núm. RES/223/2011: http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=143

CRE. (2010). Comisión Reguladora de Energía, Diario Oficial de la Federación, 29/Sept/2010. México, D.F.

CRE. (2010). *Comisión Reguladora de Energía, Diario Oficial de la Federación, 29/Sept/2010.* Comisión Reguladora de Energía, México, D.F.

CRE. (19 de Dic de 2007). *CRE*. Recuperado el 10 de Febrero de 2013, de Resolución 487/2007, Diario Oficial de la Federación 19 Diciembre 2007: www.cre.gob.mx

CRE. (2000). *Directiva sobre Ventas de Primera Mano, DIR-GAS-004-2000, 23/Feb/2000*. Comisión Reguladora de Energía. México, D.F.: Diario Oficial de la Federación 23/Feb/2000.

CRE. (1995). Reglamento de Gas Natural, Diario Oficial de la Federación, Fracción XXI, 8/Nov/1995. Comisión Reguladora de Energía, México, D.F.

CRE. (2012). *Reporte Diario del Mercado de Hidrocarburos, Sept/12*. Recuperado el 19 de Septiembre de 2012, de http://www.cre.gob.mx/documento/2165.pdf

CRE, Diario Oficial de la Federación. (28 de Diciembre de 2007). *Comisión Reguladora de Energía*. Recuperado el 19 de Septiembre de 2012, de DIR-GAS-001-2007: http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=143

Creel, M. (12 de 2012). *EconPapers*. (S. B. Sune Karlsson, Editor, S. Örebro University, Productor, & Sune Karlsson, Swedish Business School) Recuperado el 10 de 11 de 2013, de Econometrics: http://econpapers.repec.org/paper/aubautbar/575.03.htm

Asche, F. (2012). *Gas versus oil prices, the impact of shale gas*. Recuperado el 24 de Abril de 2012, de http://www.sciencedirect.com/science/journal/03014215/47

Blank, L., & Mayo, J. W. (2009). *Endogenous Regulatory Constrains and Emergence of Hybrid Regulation*. (P. o. 2009, Ed.) Recuperado el 3 de Noviembre de 2012, de http://www.springerlink.com/content/x7x2630120273035/

Baker, G. (2001). Mexico's natural gas pricing crisis: Will confrontation lead to policy liberalization? *Oil & Gas Journal*, *4* (99).

Berg, T., Bjarte, O., & Tveteras, R. (2011). How is demand for natural gas determined across european industry. (Elsevier, Ed.) *Energy Policy* .

Bolinger, M., Wiser, R., & Golove, W. (2006). Accounting for fuel price risk when comparing renewable to gas-fired generation. *Energy Policy*, 34.

Brito, D., & Rosellón, J. (2005). Implications of the elasticity of natural gas in Mexico on investment in gas pipelines and in setting the arbitraje point. (299).

Brown, S., & Yucel, M. (Second Quarter de 1993). The pricing of natural gas in U.S. markets. *Economic Review, Federal Reserve Bank of Dallas*.

Budzik, P. (2012). *US Natural Gas Markets*. Recuperado el 20 de Septiembre de 2012, de Relationship Between Henry Hub Spot Prices and U.S. Wellhead Prices: http://www.eia.gov/oiaf/analysispaper/henryhub/pdf/henryhub.pdf

Bunge, M. (2004). La investigación científica. Barcelona, España: Siglo XXI editores.

Davis, L., & Muehlegger, E. (2009). *Do americans consume too littlt Natural Gas?* Berkeley: University of California Energy Institute.

Den Hertog, J. (2010). *Tjalting C. Koopmans Research Institute*. Recuperado el 28 de Agosto de 2013, de www.uu.nl/rebo/economie/discussionpapers

Dequech, D. (2007). Neoclassical, mainstream, orthodox and heterodox economics. *Journal of Post Keynesian Economics*, 30 (2), 279-302.

Dosi, G., Pavith, K., & Soete, L. (1993). La economía del cambio técnico y el comercio internacional. *El economista mexicano* (Enero-Marzo).

Elizondo, R. (2012). *Estimaciones del PIB Mensual Basadas en el IGAE*. México, D.F.: Banco de México.

EIA. (2013). *AEO2013 Early Release Overview*. Washington: DOE Energy Information Administration.

EIA. (2012). Annual Energy Outlook 2012. Washington: DOE Energy Information Administration.

EIA. (2013). Model Documentation Report Natural Gas Transmission and Distribution Module of the National Energy Modeling. Washington, D.C.: U.S. Department of Energy.

Einar, R. K., & Lund Sagen, E. (2009). The Global Natural Gas Market. (IAEE, Ed.) *The Energy Journal*, 30 (2).

Energy Charter Secretariat. (2007). *International Pricing Mechanism for Oil and Gas.* Bruselas, Bélgica.

Energy Information Administration. (March de 2013). *US Department of Energy, The Energy Information Administration*. Recuperado el 11 de Abril de 2013, de EIA Short-Term Energy Outlook: www.eia.gov/forecasts/steo/pdf/steo_full.pdf

Greene, W. H. (2003). Econometric analysis. New York, Estados Unidos: Prentice-Hall.

Gujarati, D. N. (2004). Basic Econometrics. New York, Estados Unidos: McGraw-Hill.

Gómez Aguirre, M., & Rodríguez Chavez, J. C. (2012). Análisis de la paridad del poder de compra: evidencia empírica entre México y EE.UU. *Estudios Económicos, enero-junio 2012, p'aginas 169-207, 27* (1), 169-207.

Gunnarshaug, J., & Ellerman, D. (1998). *Natural gas pricing in the Northeastern U.S.; MIT-CEEPR (Series) ; 98-012WP.* Massachussettss Institute of Technology, MIT Center for Energy and Environment Policy Research, Boston.

Hartley, P., & Kenneth, M. I. (Agosto de 2005). *Future World Market for Natural Gas Highly Dependant on Interactions*. Recuperado el 1 de Noviembre de 2012, de Natural Gas & Electricity: http://onlinelibrary.wiley.com/journal/10.1002/%28ISSN%291545-7907/issues?activeYear=2005

Heath, J. (2012). Lo que indican los indicadores. México, D.F.: INEGI.

Henningsen, A., & Hamman, J. D. (2007). Systemfit: A package for Estimating Systems of Simultaneous Equations in R. *Journal of Statistical Software*, 23 (4).

Hernández Muñoz, H. (2003). *Evolución y perspectivas del gas natural en México*. Senado de la República. México, D.F.: Instituto de Estudios Legislativos del Senado de la República.

Hirshleifer, J. (1988). Microeconomía, teoría y aplicaciones. México, D.F.: Prentice-Hall.

Journal, T. W. (2013). *The Wall Street Journal*. Retrieved 2013 йил 29-Mayo from http://quotes.wsj.com/index/djia?mod=mdc_h_dtabnk&symb=DJIA

Kalashnikov, V., Matis, B., & Pérez, G. (2010). Time series analysis applied to construct US natural gas price. (Elsevier, Ed.) *Energy Economics* (32), 887–900.

Michot, M. (September de 2004). *The Role of LNG in North American Natural Gas Supply and Demand.* Recuperado el 20 de Septiembre de 2012, de Center for Energy Economics: http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_Role_of_LNG_in_Nat_Gas_Supply_Demand_Final.pdf

Muthaman, K., Aouam, T., & Rardin, R. (2008). Regulation of Natural Gas Distribution Using Policy Benchmarks. *Operations Research*, *P1144*, *56* (5), 1131-1145.

Neumayer, E. (2000). Scarse or abundant?. The economics of natural resource availability. *Journal of economic surveys*, 14 (3).

Nicholson, W. (1997). Teoría económica. Madrid: McGraw-Hill.

Olsen, O., & Roland, K. (1988). *Modeling demand for natural gas: A review of vaious approaches.* (S. o. 67, Ed.) Oslo: Kongsvinger.

Ossa, F. (2991). La Teoría de la Paridad del Poder de Compra de las Monedas y el Tipo de Cambio Flexible. *IEUC DOCUMENTO DE TRABAJO № 194 Pag2 , 194*.

PEMEX. (2012). Anuario Estadístico 2012. México, D.F.

PEMEX. (2012). *Pemex Gas y Petroquímica Básica*. Recuperado el 20 de Septiembre de 2012, de Precios VPM DIR-GAS-001-2009:

http://www.gas.pemex.com/PGPB/Productos+y+servicios/Gas+natural/Precios/Precios+VPM+DIR-GAS-001-2009/

Pfaff, B. (2008). *Analysiss of Integrated and Cointegrated Time Series with R* (Vol. Cap 2). Berlin: Springer.

Pfaff, B., & Stigler, M. (2013). Unit root and cointegration tests for time series data. Cap 3.

Pindyck, R. y. (2001). Microeconomía. Madrid: Prentice-Hall.

Quintana R., L., & Mendoza G., M. (2008). *Econometría Básica*. México, D.F.: Plaza y Valdés, SA de CV.

Reichsfeld, D., & Roache, S. (Abril de 2011). *Fondo Monetario Internacional*. Recuperado el 2012, de Working Paper 11/254:

 $http://scholar.google.com.mx/scholar?q=futures+prices+at+the+Henry+Hub+were+tested+as+an+unbiased+forecaster+\&btnG=\&hl=es\&as_sdt=0\%2C5\&as_vis=1$

Rivera, U. E. (2004). Teorías de la Regulación en las Políticas Públicas. XIII (2), 309-372.

Rosellón, J. (2008). *Investigación académica que sustenta la toma de decisiones: convenio CIDE-CRE*. Obtenido de Gestión y Política Pública, VOL XVII . NÚM 1 . I SEMESTRE, PP. 71-99: http://redalyc.uaemex.mx/src/inicio/ArtPdfRed.jsp?iCve=13311151003

Rosellón, J. (1998). *Price and Rate Regulations for the Mexican Natural Gas Industry*. Recuperado el 1 de Noviembre de 2012, de Economía Mexicana, Nueva Época, Vol. VII, No. 2, Segundo Semestre: http://www.economiamexicana.cide.edu/num_anteriores/VII-2/04_ROSELLON_267-308.pdf

Rosenblueth, A. (1971). *El método científico*. México, D.F., México: CINVESTAV-IPN y Prensa Médica Mexicana, SA de CV.

Schmidt, S. J. (2005). Econometría. México: McGraw-Hill.

Secretaría de Energía. (2001). *Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010.* México: Dirección General de Formulación de Política Energética.

SENER. (2011). *México: Balance Nacional de Energía 2010.* México, DF.

SENER. (2012). México: Perspectivas para el desarrollo de gas y aceite de lutitas (Shale Gas/Oil). México, DF.

SENER. (2003). *Prospectiva del mercado del mercado de gas natural 2003-2012*. Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética. México: Gobierno Federal.

SENER. (2013). *Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027*. Secretaría de Energía, Dirección General de Planeación e Información Energéticas. México: Gobierno Federal.

Stern, J., & Rogers, H. (2011). *The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe.* London: Oxford Institute for Energy Studies.

Thomas, J. M. (2012). *Cheap Natural Gas and US Reindustrialization*. Economic Outlook, The Carlyle Group.

Torsten et al, H. (2014). Testing Linear Regression Models. R CRAN.

Train, K. E. (1991). *Optimal Regulation. The Economics Theory of Natural Monopoly.* Cambridge, Mass: The Massachussets Institute of Technology Ed.

Trapletti, A., & LeBaron, B. (2013). Time series analysis and computational finance. CRAN R.

Varian, H. R. (1992). Análisis microeconómico. Barcelona: Bosch.

WEC. (2001). *Pricing Energy in Developing Countries*. London, United Kingdom: World Energy Council.

Wiser, R., Bolinger, M., & Clair, N. (2005). *Easing the Natural Gas Crisis*. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Berkeley: U.S. Department of Energy.

Zeileis, A. e. (2003). Testing and dating of structural change in practice. 44, 109-123.