

Transmisión de precios en el mercado de gas colombiano 2012- 2015

Rodrigo Fernando Augusto Cuellar Martínez
Maestría en Ciencias Económicas

Universidad Santo Tomas

Bogotá D.C. Colombia
2019

Tabla de contenido

1. Introducción	7
Capítulo 1. Marco Teórico	10
1.1 Monopolio	10
1.2 Estado del Arte Integración de Mercados y Transmisión de Precios.	13
1.3 Marco legal del gas natural en Colombia.....	16
1.4 Modelo de Corrección de Error Vectorial	21
Capítulo 2 Agentes y tipos de mercado de gas en Colombia	22
2.1 ¿Qué es el Gas Natural?	22
2.2 Cadena de Valor de Gas Natural	23
2.3 Entorno de Gas natural a Nivel Mundial	26
2.3.1 Producción de Gas a Nivel Mundial	26
2.3.2 Reservas de gas a nivel mundial.....	28
2.3.3 Consumo de gas a nivel mundial.....	29
2.3.4 Precio internacional del Gas natural	31
2.3.5 Relación Precio del Gas y del Petróleo.....	32
2.4 Entorno de Gas natural en Colombia	34
2.5 Mercado de gas en Colombia.....	36
2.5.1 Producción de Gas Natural en Colombia	36
2.5.2 Reservas de Gas natural en Colombia.....	40
2.5.3 Consumo De Gas Colombia	42
2.5.7 Precios del gas natural en Colombia	56
2.6 Agentes Participantes del Sector en Colombia	59
2.7 Termoeléctricas.....	66
2.8 Estructura del Mercado de gas colombiano	69
2.9 Tipo de Mercado de gas en Colombia.....	71
3. Análisis modelo vec para el precio del gas natural en Colombia.	72

3.1 Datos	73
3.2 Método Empírico.....	74
3.3 Resultados empíricos	78
3.3.1 Pruebas de raíz unitaria.....	78
3.3.2 Contraste de cointegración de Johansen	80
3.4 Descomposición de varianza del modelo 1-VEC (4).....	81
3.5 Respuestas al impulso en el modelo 1-VEC (4)	86
3.6 Descomposición de varianza del modelo 2-VEC (6).....	92
3.7 Respuesta al impulso con el modelo 2 – VEC (6)	95
3.8 Descomposición de varianza para el modelo 3 – VEC (4)	101
3.9 Respuesta al impulso con el modelo 3 – VEC (4)	105
3.10 Conclusiones y Recomendaciones	107
4. Bibliografía	109

Tabla de Gráficas

Ilustración 1. Integración Eslabones Industria del Gas Natural	24
Ilustración 2. Producción total de gas natural.....	27
Ilustración 3. Histórico de reservas de gas.....	28
Ilustración 4. Consumo total de gas natural	30
Ilustración 5. Comparación del precio del gas natural y el crudo	32
Ilustración 6. Canasta Composición matriz energética Colombia 2010.....	35
Ilustración 7. Producción por Campos 2012- 2014	37
Ilustración 8. Producción por Regiones 2011- Mayo 2015	38
Ilustración 9. Declaración de Producción 2014	40
Ilustración 10. Reservas Colombianas de Gas Natural.....	41
Ilustración 11. Reservas Probadas de Gas Natural por Cuenca.....	41
Ilustración 12. Usuarios regulados mayo 2011 – mayo 2015	43
Ilustración 13. Usuarios Regulados Mayo 2015.....	44
Ilustración 14. Usuarios Regulados Residencial Enero 2011- Mayo 2015	45
Ilustración 15. Usuarios No Regulados Enero 2011 - Mayo 2015	45
Ilustración 16. Usuarios Regulados No Residencial Enero 2011-Mayo 2015.....	46
Ilustración 17. Usuarios Regulados Mayo 2015.....	47
Ilustración 18. Consumo Nacional de Gas Diciembre 2011- Mayo 2015.....	48
Ilustración 19. Consumo Nacional de Gas Usuarios No Regulados Diciembre 2011- Mayo 2015	49
Ilustración 20. Consumo Usuarios Regulados Mayo 2015	50
Ilustración 21. Consumo Nacional de Gas Usuarios Regulados Diciembre 2011- Mayo 2015.	51
Ilustración 22. Consumo Promedio Usuarios Residencial Interior Diciembre 2011- Mayo 2015	52
Ilustración 23. Consumo Promedio Usuarios No Residencial Interior Diciembre 2011- Mayo 2015.....	52
Ilustración 24. Consumo Promedio Usuarios Residencial Costa Diciembre 2011- Mayo 2015	53
Ilustración 25. Consumo Promedio Usuarios No Residencial Costa Atlántica Diciembre 2011- Mayo 2015	54
Ilustración 26. Consumo Promedio Usuarios Residencial Zonas Aisladas Diciembre 2011- Mayo 2015	55
Ilustración 27. Consumo Promedio Usuarios No Residencial Zona Aislada Diciembre 2011- Mayo 2015	56
Ilustración 28. Evolución Precio del Gas Natural en Guajira.....	58
Ilustración 29. Proyección precio boca de pozo Gas Cuciana.....	58
Ilustración 30. Sistema Nacional de Transporte.....	61
Ilustración 31. Participación de Capacidad Instalada Térmica.....	67
Ilustración 32. Ubicación de las Centrales termoeléctricas en Colombia	68
Ilustración 33. Series Desestacionalizadas Termoeléctricas.....	74
Ilustración 34. Series Desestacionalizadas por Estratos Región Costa Atlántica.....	75
Ilustración 35. Series Desestacionalizadas por Estratos Región Interior.....	77

Ilustración 36. Descomposición de la varianza de predicción	82
Ilustración 37. Descomposición de la varianza de predicción estratos región Costa Atlántica	83
Ilustración 38. Respuesta Shock PÜtermoguajira - PD	86
Ilustración 39. Respuesta a un shock PU termoguajira - PDtermoguajira.....	87
Ilustración 40. Respuesta de los estratos a un shock en PU termoguajira Región Costa Atlántica	88
Ilustración 41. Función impulso respuesta estratos región Costa Atlántica	90
Ilustración 42. Descomposición de la varianza de predicción Región Interior.....	92
Ilustración 43. Descomposición de varianza de predicción por estratos Región Interior	93
Ilustración 44. Impulso respuesta PDtermoguajira - PÜtermoguajira.....	95
Ilustración 45. Impulso respuesta PD - PÜtermoguajira	96
Ilustración 46. Impulso respuesta PÜtermoguajira	97
Ilustración 47. Impulso respuesta Estratos – PÜtermoguajira.....	98
Ilustración 48. Impulso respuesta estratos 4 - 5	100
Ilustración 49. Impulso respuesta estratos 6 - 2	101
Ilustración 50. Descomposición de varianza PU yopal	102
Ilustración 51. Descomposición de la varianza estratos PUT yopal	102
Ilustración 52. Impulso respuesta PUTyopál - PD	105
Ilustración 53. Función impulso respuesta PUTyopál - estratos.....	106

Abstract

Utilizando información mensual en diferentes puntos de la cadena de valor del gas como son la boca de pozo, los consumidores térmicos y los consumidores residenciales correspondiente al periodo comprendido entre enero de 2012 y mayo 2015 este documento evalúa el comportamiento de los precios upstream y downstream en la industria de gas natural en Colombia de tal manera que se examinaron sus relaciones y dinámicas en el corto y largo plazo obteniendo los siguientes resultados: (i) Los mercados de gas de la Región Interior y de la Región Costa Atlántica no están integrados de acuerdo con los test de raíz unitaria y de Johansen, (ii) Las perturbaciones en la oferta juegan un papel importante en la determinación del precio de corto plazo, no así las perturbaciones de demanda como lo demuestran las funciones de impulso respuesta, iii) En general, las respuestas del precio del gas natural son positivas y con una persistencia de mediano plazo puesto que las mismas duran hasta cerca de diez meses.

Palabras Clave: Cointegración, Descomposición de Varianza, Gas Natural Domiciliario, Impulso Respuesta.

Clasificación JEL: D63

1. Introducción

La Energía ha sido fundamental en la economía mundial al menos desde la revolución industrial, al ser un insumo esencial en los procesos de producción, como, por ejemplo: el carbón en la producción de electricidad, la electricidad en el funcionamiento de computadores, el gas en la cocción de alimentos, o la gasolina en el transporte de pasajeros entre otros, ésta y sus fuentes tienen grandes implicaciones tanto en la economía de un país como en la economía mundial.

Si bien, las principales fuentes de energía en el mundo han sido la madera, el carbón, el petróleo, el gas natural, la energía hidroeléctrica y la energía nuclear, las cuales han variado en importancia y consumo a medida que las sociedades evolucionan y desarrollan nuevas tecnologías. Es de aclarar que existen medidas estándar que permiten compararlas. Por ejemplo, la Unidad Térmica Británica (BTU) en inglés British Thermal Unit.

Debido a que a nivel internacional existen grandes flujos de comercio de estas fuentes de energía como son: el petróleo, el carbón o el gas, es posible afirmar que el mercado de la energía tiene un carácter eminentemente internacional, lo que lo vuelve un punto fundamental en las decisiones de política económica y geopolítica de los países.

Cuando se compara con el petróleo o el carbón, el gas natural resulta ser un combustible más eficiente y económico. Se usa a nivel mundial en diversas aplicaciones en la industria, el comercio, la generación eléctrica, el sector residencial y el transporte de pasajeros. Este commodity cuenta con una gran proyección en el largo plazo debido al crecimiento constante de su consumo.

En Colombia, el desarrollo del gas natural surgió de la mano de la explotación de petróleo, con el descubrimiento de los campos de Santander. El gas natural, principalmente

el asociado, era poco aprovechable y considerado como un subproducto, con lo que el mismo era quemado en los campos petroleros¹, actividad que se prohibió con la expedición de la ley 10 de 1961 y se ratificó con el decreto 1873 de 1973 (Senado de la República, 1961).

Tras décadas de paulatino desarrollo, en las que se destaca el descubrimiento de los campos de la Guajira, Apiay, Cusiana y la construcción de los gasoductos Ballena-Barranquilla-Cartagena y Dina-Tello y Neiva en 1993² el CONPES publicó el documento *Plan de gas: estrategias para el desarrollo del programa de gas*, con la esperanza de fomentar la oferta y la demanda para empujar la masificación del gas natural en el país.

Así las cosas, en mayo de 2015, de acuerdo con la información estadística de CONCENTRA³ el país contaba con más de 7.521.000⁴ suscriptores de gas natural, a los que se les debía asegurar el abastecimiento del bien.

Ahora bien, antes de llegar al consumidor final, el gas natural debe recorrer cuatro grandes eslabones: Producción, Transporte, Distribución y Comercialización. Cada uno de los cuales está sujeto a una regulación determinada la cual afecta, entre otras cosas, los precios a los cuales se ofrece y se demanda el gas natural.

En principio, los productores de gas, los operadores de los gasoductos, y las compañías de comercialización y distribución local conforman el lado de la oferta, mientras que los consumidores residenciales, comerciales y de la industria eléctrica conforman el lado de la demanda de gas natural. Es así que, en la presente investigación, se aborda la siguiente pregunta: ¿Los precios del gas natural en Colombia responden a las implicaciones económicas de mercados de gas eficientes e integrados?

¹ No se quemaba el gas libre.

² En este año se confirmaron los hallazgos de los campos de Cupiagua, Departamento del Casanare y Guepajé (Sucre).

³ Concentra es una iniciativa de las empresas del sector de Gas Natural que desarrolla las funciones de crear y administrar, un Sistema de Información que responda a las necesidades del sector de Gas Natural

⁴ Cantidad de usuarios regulados de los cuales 7.386.794 son residenciales y 134.647 son no residenciales.

Mediante modelos de corrección de error vectorial VEC se examina la relación entre el precio upstream (lado de la oferta) y el precio downstream (lado de la demanda) de tal manera que se realiza un análisis de largo plazo de los movimientos del precio del gas natural al mismo tiempo que se estudia la dinámica de corto plazo mediante funciones de impulso respuesta, con lo cual se busca probar la hipótesis que los mercados de gas de la Región Interior y de la Región Costa Atlántica en Colombia no están integrados entre sí.

No sobra mencionar que el tipo de modelo seleccionado para adelantar el presente ejercicio (VEC) se utiliza frecuentemente para realizar simulaciones de transmisión de efectos de shocks aleatorios sobre las series analizadas, y para predecir a través de funciones de impulso respuesta el comportamiento de determinadas series. Sin embargo, los datos con los que se cuenta, limitan el horizonte temporal del análisis.

Así las cosas, este documento se desarrolla en tres capítulos, inicialmente se plantea el marco teórico en donde se trata el tema del Monopolio, la integración de mercados y transmisión de precios, así como el marco legal del gas natural en Colombia y los aspectos generales de los modelos VEC. El segundo capítulo presenta las características del mercado de gas colombiano, los principales agentes que participan en él, y la forma como se establecen los precios. Por último, el tercer capítulo desarrolla la metodología econométrica planteada en el presente ejercicio y muestra conclusiones y recomendaciones teniendo en cuenta los resultados obtenidos.

En general, los resultados de corto plazo de las funciones de impulso respuesta muestran que choques en el precio upstream afectan el precio downstream. Sin embargo, la evidencia de cambios en el precio upstream como consecuencia de choques en el precio downstream es muy pobre. Adicionalmente, tras aplicar los test de raíz unitaria y de Johansen se llega a la conclusión de que los mercados de la Región Interior y Región Costa Atlántica no están integrados.

Por último, vale la pena resaltar que este trabajo responde a la necesidad expresa de la Unidad de Planeación Minero Energética de establecer la manera de satisfacer los requerimientos de abastecimiento de gas natural de la población y los agentes económicos del país en el largo plazo, teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes según criterios económicos, sociales tecnológicos y ambientales de acuerdo con la ley 143 de 1994 y el decreto 2100 de 2011 emitido por el Ministerio de Minas y Energía.

Capítulo 1. Marco Teórico

1.1 Monopolio

La Cadena de Valor del Gas Natural se caracteriza por una sucesiva integración vertical de las etapas de producción, transporte, distribución y comercialización.

En el transporte, el nivel de recursos y esfuerzo demandados implican que se requieran firmas especializadas, destacadas por su know how y con un músculo financiero capaz de soportar las dimensiones de la operación, sugiriendo la existencia de características de un monopolio natural dada la presencia de economías de escala en la construcción y operación de los ductos.

El significado original de la palabra monopolio es “derecho exclusivo de venta”. Sin embargo, ha acabado utilizándose para describir las situaciones en las que una empresa o un pequeño grupo de empresas tiene el control exclusivo de un producto en un determinado mercado (Varian, Análisis Microeconómico , 1992).

Ampliamente estudiado, la principal característica de un monopolista desde el punto de vista económico es que tiene poder de mercado⁵, con lo que la producción que puede vender depende del precio que éste fije.

El monopolista enfrenta dos tipos de restricciones al momento de fijar los precios o la producción: I) la tecnología a utilizar (función de producción o función de costos) y II). Determinar la producción (La función de producción que determina las cantidades que los consumidores están dispuestos a comprar a diferentes precios).

Matemáticamente este problema se ha expresado inicialmente de la siguiente forma, La cual permite decidir al monopolista la producción y por tanto satisfacer o no la demanda de los consumidores:

$$\begin{aligned} 1) \quad & \max_{p,y} py - c(y) \\ 2) \quad & \text{sujeto a } D(p) \geq y \end{aligned}$$

Otra forma de representar este problema es en términos de la función inversa de la demanda:

$$3) \quad \max_y p(y)y - c(y)$$

Con lo que las Condiciones de Primer Orden le indican al monopolista el nivel de producción en el que maximiza beneficios⁶ y le sugiere que al vender más producción debe

⁵ La teoría microeconómica enseña que el poder de mercado de una empresa es la capacidad que la misma tiene de influir sobre los precios del mismo. Situación que se puede presentar tanto en la oferta como en la demanda de productos.

⁶ Aquel en el que el costo marginal es igual al ingreso marginal

tener en cuenta que incrementa sus ingresos pero que la venta adicional del producto conlleva una reducción del precio.

$$4) \quad p(y) + p'(y)y = c'(y)$$

$$5) \quad pdy + dpy = \left[p + \frac{dp}{dy} y \right] dy$$

Por su parte, las condiciones de segundo orden, le indican que el cambio en el ingreso marginal es menor al cambio en el costo marginal.

$$6) \quad 2p'(y) + p''(y)y - c''(y) \leq 0$$

Desde la óptica del Bienestar y del estudio de la ineficiencia del Monopolio⁷, (Pigou, 1920) realizó clasificación de precios, la cual depende del grado de información que tiene el monopolista sobre la disposición a pagar de los consumidores.

Según (Varian, 2006), en la discriminación de primer grado, el monopolista vende cada una de las unidades al individuo que más las valora, por lo que se presentan precios distintos según el comprador. Generando cero excedentes para el consumidor y garantizando un nivel eficiente de producción en el sentido de Pareto⁸.

En la discriminación de segundo grado, el precio por unidad de producción no es constante, sino que depende de la cantidad que se compre (Varian, 2006). Se presenta en casos en donde el oferente no posee información exacta sobre las preferencias individuales

⁷ En el sentido que restringe la producción hasta un punto en el que los consumidores están dispuestos a pagar por una unidad adicional más de lo que cuesta producirla.

⁸ Todo el excedente lo obtiene el productor

de los consumidores, lo que le obliga a discriminar el precio que cobra entre diferentes grupos de clientes, sin llegar al punto de cobrar un precio distinto por cada uno de ellos. Es común observar este tipo de discriminación de precios en los servicios públicos.

En la discriminación de tercer grado, el monopolista vende a cada persona, o grupos de personas, el bien a precios distintos, pero cobra el mismo precio por todas las unidades del bien que vende a esta persona. Es el tipo más frecuente de discriminación de precios (Varian, 2006).

Así las cosas, la práctica comercial de discriminación de precios permite a las empresas incrementar el nivel de beneficios a costa de perjudicar el bienestar de los consumidores, justificando entonces la intervención en el mercado de un planificador central (El Estado).

1.2 Estado del Arte Integración de Mercados y Transmisión de Precios.

En Estados Unidos se han realizado algunos de los principales estudios para analizar los efectos de la desregulación, la transmisión de precios y la integración del mercado de gas natural.

En el artículo denominado Pipeline access and market integration in the natural gas industry, la Comisión Federal Reguladora de Energía buscó determinar qué tanto una política de “Acceso Abierto” a los ductos de gas natural creó competencia entre los mercados de gas de Estados Unidos. Para ello se utilizó la cointegración como mecanismo para evaluar la competencia entre los mercados de gas natural en puntos dispersos en la red de transmisión nacional. Luego de comparar precios spot diarios de 20 diferentes campos, los resultados arrojaron que para el año 1987, antes de implementar la política de acceso total, los mercados no estaban cointegrados, y para 1991, más del 65% de los mercados se habían cointegrado

en cuanto a precios, evidenciando entonces que el acceso abierto hizo que los mercados de gas fueran más competitivos (De Vany & Walls, 1993).

Stephen Brown y Mine Yucel, realizaron por primera vez el ejercicio de comparar, para el mercado de gas estadounidense, los precios del gas en la boca de pozo, en la puerta de ciudad, los sectores eléctrico, industrial, comercial y residencial (Brown & Yucel, 1993), encontrando que, respecto de variaciones en el precio en boca de pozo, la evidencia econométrica indicaba variaciones desiguales en el largo plazo para el precio downstream. Así mismo, ante shocks prolongados, estadísticamente las variaciones en los precios residenciales y comerciales variaran tanto como el precio de puerta de la ciudad. Respecto del sector industrial y eléctrico, no se ven tan afectados con las variaciones de precios del gas debido a la posibilidad de cambiar de tipo de combustible (p, 44).

Paralelamente, (King & Milan, 1996) aplicaron el filtro de Kalman para medir el grado de convergencia en el precio del gas natural en los mercados de América del Norte, de tal manera que se evaluó el grado de convergencia de diferentes cuencas productoras de gas. Los resultados indicaron que el nivel de convergencia de los precios aumentó desde la desregulación de precios de mediados de los años ochenta (King & Milan, 1996).

En el año 2002 se realizó un estudio para identificar las lecciones aprendidas de la reestructuración de la industria del gas natural norteamericana. En palabras de (Leitzinger & Collette, 2002):

“los miles de millones de dólares de ahorros que normalmente se atribuyen a la reestructuración de la industria del gas no se debieron a la competencia, sino que se debieron a que se redujeron miles de millones de dólares en obligaciones contractuales de compra, costos que fueron absorbidos por los productores y los oleoductos” (p, 95), beneficiando así a los consumidores.

De otra parte, (Marmer, Dmitry, & MacAvoy, 2005), con base en el análisis de cointegración y modelos VAR, desarrollan procedimiento econométrico que permite la identificación de cuellos de botella en la red de gasoductos de Estados Unidos de Norteamérica, para analizar mediante técnicas de impulso respuesta el comportamiento de los precios del gas.

Continuando con la evaluación de la integración del mercado de gas natural estadounidense, (Cuddington & Wang, 2006), analizaron la extensión geográfica del mercado y la velocidad con que los precios del gas se ajustaban frente a shocks, para esto utilizaron los precios spot diarios de 76 ubicaciones de mercado, encontrando que las regiones este y central conformaban un mercado altamente integrado, pero bastante segmentado del mercado occidental (Cuddington & Wang, 2006).

(Murry & Zhu, 2008), estudiaron el desempeño del mercado de gas natural en centros representativos de los Estados Unidos identificando diferencias en los comportamientos de diversos centros. Utilizando los precios de NYMEX⁹ como el punto de referencia competitivo, encontraron respuestas asimétricas en los diversos centros, con lo que identificaron una ventaja de mercado ya fuera para los compradores o los vendedores, significando entonces la presencia de poder de mercado.

(Arano & Velikova, 2009), encontraron que los consumidores residenciales fueron beneficiados por la reestructuración de la industria del gas norteamericana, según sus cálculos, el 90 por ciento de los pares de gas natural y residencial examinados mostraron evidencias de cointegración en el periodo posterior al año 1992, es decir, después de la reestructuración y al inicio de la desregulación de la venta (p, 131).

⁹ Futuros del Henry Hub

Por último, Hassan Mohammadi examinó el comportamiento de los precios de la industria del gas natural en Norteamérica en los sectores upstream y downstream, encontrando que los mercados están integrados pero sujetos a cambios de régimen y ajustes asimétricos, implicando imperfecciones del mercado. Así mismo, encontró que los choques de la demanda y la oferta desempeñan un papel principal en la determinación de los movimientos de precios a corto plazo, para lo cual utilizó modelo VEC, pruebas de causalidad y funciones de respuesta al impulso (Mohammadi H. , 2011).

1.3 Marco legal del gas natural en Colombia

Inicialmente la legislación petrolera consideraba al gas como un subproducto de la explotación del petróleo. Con la expedición de la ley 10 de 1961¹⁰ el Gas Natural fue “tomado en cuenta” por la legislación colombiana. Regulado en un principio por el Ministerio de Minas a través de la Junta Nacional de Tarifas, hoy en día la Industria del Gas Natural depende normativamente de varias entidades públicas como son: el Ministerio de Minas y Energía, La Comisión Reguladora de Energía y Gas y la Superintendencia de Servicios Públicos.

Ante todo, es menester citar los artículos 1, 2 del Título I y los artículos 332, 333, 334, 360, 361, 365 y 367 del Título XII de nuestra carta política (Constitución política de Colombia, 1991), en los que se establece el tipo de Estado, la forma de gobierno y los fines esenciales dentro de los que se encuentra servir a la comunidad. Así mismo, se establece que el subsuelo y los recursos naturales no renovables son de propiedad del Estado; el deber de manejar eficientemente dichos recursos; el cómo a pesar de que la actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común, le corresponde al Estado la dirección general de la economía, con lo cual, podrá, en razón a la ley, intervenir en la explotación de recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar

¹⁰ El objeto de esta ley era regular la exploración y producción de petróleo

la economía con el fin de conseguir en el plano nacional y territorial, en un marco de sostenibilidad fiscal, el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano (Constitución política de Colombia, 1991).

Además, se establece que:

“Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional”

Con lo que se posiciona al Estado colombiano como el encargado de conservar la regulación hasta ese momento existente, crear regulaciones nuevas, y realizar labores de vigilancia y control (Constitución política de Colombia, 1991).

En cuanto al marco jurídico, es necesario acudir a: I) la ley 80 de 1993 Estatuto General de Contratación de la Administración Pública (Congreso de Colombia, 1993); II) ley 142 de 1994 Servicios Públicos Domiciliarios (Congreso de Colombia, 1994), III) ley 286 de 1996 Por la cual se modifican parcialmente las Leyes 142 y 143 de 1994 (sic) y la Ley 223 de 1995 (Congreso de Colombia, 1996) y IV) resolución Creg 057 de 1996 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1996).

En el capítulo II de la ley 142 de 1994, (Senado de la República, 1994) denominado Definiciones Especiales (artículo 14 numeral 28) se establece que:

“El servicio público domiciliario de gas combustible es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un

sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. También se aplicará esta Ley a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria”.

Otra innovación de la ley 142 de 1994, (Senado de la República, 1994), fue la creación de Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG- y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD con lo cual se dividieron las funciones de dirección, planeación, regulación y control¹¹ otrora en cabeza de un solo ente gubernamental, al mismo tiempo que se realizaban esfuerzos por incentivar la participación privada y la competencia.

Por lo anterior es posible afirmar que la Ley 142 de 1994, (Senado de la República, 1994), definió al Sector del Gas Natural en su uso como combustible como un servicio público domiciliario, que sería regulado por la CREG y vigilado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, reestructurando la regulación del transporte, la distribución y la comercialización al mayoreo, buscando el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, la ampliación de la cobertura y la prestación eficiente del servicio, así como también, buscando limitar el abuso de posiciones dominantes en el mercado.

Otros aspectos objeto de regulación son los impactos ambientales y socio económicos, las regalías y compensación por producir este recurso, el uso de tierras, los aspectos de seguridad técnica y los aspectos económicos de la industria en sí. En la tabla 1 se presenta resumen de las principales reglamentaciones a lo largo de la Cadena de Valor del Gas Natural.

¹¹ La Dirección quedó en cabeza del Ministerio de Minas, la Planeación quedó en cabeza de la Unidad de Planeación Minero Energética, la Regulación en cabeza de la Comisión de Regulación de Energía y Gas y el Control en cabeza de la Superintendencia de Servicios Públicos.

Tabla 1. Resumen Reglamentación Cadena de Gas Natural

Etapa Cadena de Valor	Asunto	Norma	Precios	Norma	Calidad de Servicio	Normatividad Técnica
Producción	Reglamento de Comercialización	Res CREG 089 de 2013	Precio Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte	Res CREG 088 de 2013	n.d	n.d
		Res CREG 122 de 2013				
		Res CREG 123 de 2013				
Producción	Restricciones a la Integración Vertical	Res CREG 057 de 1996	Costo de Oportunidad del Gas dejado de Exportar	Res CREG 041 de 2013	n.d	n.d
	Opción con gas natural importado para respaldar Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad	Res CREG 106 de 2011	ingreso regulado por el uso de gas natural importado en generaciones de seguridad	Res CREG 062 de 2013 Res CREG 152 de 2013	n.d	n.d
Transporte	Reglamento Único de Transporte	Res CREG 071 de 1999	Costo de Transporte por Ductos	Res CREG 126 de 2010	nd	nd
				Res CREG 008 de 2005	nd	nd
Distribución	Código de Distribución de Gas Combustible	Res CREG 067 de 1995	Fórmulas tarifarias distribución gas por red de tubería	Res CREG 137 de 2013 Res CREG 138 de 2013	Res CREG 100 de 2013	Res CREG 9 902 de 2013
		Res CREG 127 de 2013	Cargos de distribución y comercialización:	Res CREG 011 de 2003		Res CREG 059 de 2012
					Resolución 1509 de 2009 Ministerio de Industria y Comercio	

(Elaboración Propia con Información GREG, 2019)

Cabe resaltar que, dado que las actividades de transporte y distribución se caracterizan por ser monopolios naturales, la regulación intenta limitar la integración vertical y promover la competencia en actividades al interior de los eslabones potencialmente competitivas.

En palabras de (Brugman, Ocampo, Ravinovich, & Fernandez, 2002) “La reforma, diseñada y puesta en marcha por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), se orientó a incentivar la participación del sector privado y promover la competencia. Entre las principales medidas adoptadas se encuentran las siguientes: I) el establecimiento de límites

a la propiedad; II) la separación vertical de las actividades de producción, comercialización, transporte y distribución; III) la prohibición de prácticas restrictivas; IV) la garantía de libre acceso a la red de gasoductos; V) el fortalecimiento de la función reguladora de los eslabones monopólicos de transporte y distribución; VI) la privatización de empresas y la reducción de la participación del Estado en los eslabones de transporte y distribución.”

Estos cambios fueron motivados principalmente por la necesidad de evitar la distorsión de precios del gas, consecuencia del monopolio estatal. Así fue que se dio mayor preponderancia a la interacción de las fuerzas del mercado y el Estado pasaría a controlar la oferta eficiente y de calidad del servicio.

En cuanto a la resolución 057 de 1996, estableció que el transporte de gas natural es independiente de las actividades de producción, comercialización y distribución del gas natural. En consecuencia, los contratos de transporte y las tarifas, cargos o precios asociados, se suscriben independientemente de las condiciones de las de compra o distribución y de su valoración (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1996)

Por lo tanto, no se le permite al transportador realizar directamente actividades realizadas con la producción, comercialización o distribución, ni tener interés económico en las empresas dedicadas a estas actividades. De manera similar pero inversa, no es permitido a las empresas de comercialización o distribución de gas natural el transportar gas o tener intereses económicos en empresas que realicen esta actividad.

Tampoco se permite un trato preferencial a los usuarios del servicio de transporte por parte del transportados (comercializadores, distribuidores, grandes consumidores) con quienes por su relación comercial pueda influir en la determinación de precios. De igual manera el transportador no podrá tener intereses económicos en empresas de generación eléctrica con gas.

Así las cosas, la CREG ha determinado que las empresas productoras no pueden tener más del 20% de empresas comercializadoras ni 30% en grupo, así mismo las empresas comercializadoras no podrán tener más del 25 % de empresas transportadoras y viceversa; tampoco podrán tener más del 30 % de los usuarios ni más del 25% del mercado.

1.4 Modelo de Corrección de Error Vectorial

Cuando se realizan estimaciones econométricas, se suelen obtener con frecuencia resultados engañosos que requieren de la aplicación de pruebas a fin de determinar la estacionariedad o no de las series que se han utilizado de tal manera que se especifique adecuadamente el modelo, los resultados obtenidos sean confiables y se puedan realizar pronósticos confiables¹².

Los modelos de Corrección de Error Vectorial VEC son utilizados para modelizar series temporales en contextos multivariantes donde hay dependencias dinámicas entre distintas series. Esta modelización multivariante, al utilizar más información, puede servir para mejorar la predicción frente a los modelos univariantes de series temporales, donde cada serie se modeliza por separado. También se utilizan estos modelos para realizar simulaciones dinámicas de la transmisión de los efectos de un shock aleatorio sobre las restantes series (Wolters Kluwers, 2019).

El término corrección de errores en los modelos VEC corresponde a combinaciones lineales (estacionarias), que se pueden utilizar para predecir a través de funciones de impulso respuesta el comportamiento de determinadas series. El desarrollo teórico matemático

¹² La noción de cointegración fue tratada por primera vez por (Engel & Granger, 1987)

consultado para la elaboración de estos modelos se encuentra explicado a profundidad en (Watson, 1994), (Johansen, 1995) y (Pesaran & Shin, 1998).

Capítulo 2 Agentes y tipos de mercado de gas en Colombia

2.1 ¿Qué es el Gas Natural?¹³

El gas natural es el combustible fósil más eficiente, ofrece importantes beneficios en ahorro cuando se compara con el petróleo o el carbón. Aunque se usa principalmente como combustible¹⁴, también es fuente de hidrocarburos para materia prima petroquímica. A nivel mundial es un bien básico o commodity con una gran proyección debido al crecimiento constante de su consumo.

Este hidrocarburo se acumula en yacimientos subterráneos en regiones geológicas conocidas como Cuencas Sedimentarias¹⁵ de Hidrocarburos y se puede encontrar mezclado con petróleo o de manera aislada. El mismo es definido según su composición y propiedades físico químicas, las cuales varían según cada yacimiento. Razón por la cual se busca enmarcarlo bajo normas de calidad establecidas.

Es de esperar que el gusto por la utilización del Gas Natural aumente en los próximos años debido a que su uso puede ayudar a lograr dos metas energéticas del presente siglo: i) Proveer oferta de energía sustentable requerida para el desarrollo social y económico, y ii) Reducir los impactos adversos sobre el clima y el medio ambiente.

¹³ Ecopetrol S.A define el Gas Natural como “una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, que en su mayor parte está compuesta por metano y etano, y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados”. Por su parte la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) –Colombia- define el hidrocarburo como “una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo”.

¹⁴ El gas natural es un combustible ampliamente utilizado en sectores como el residencial, comercial, industrial, petroquímico, de transporte y termoeléctrico

¹⁵ Depresión de la corteza terrestre donde se acumulan sedimentos.

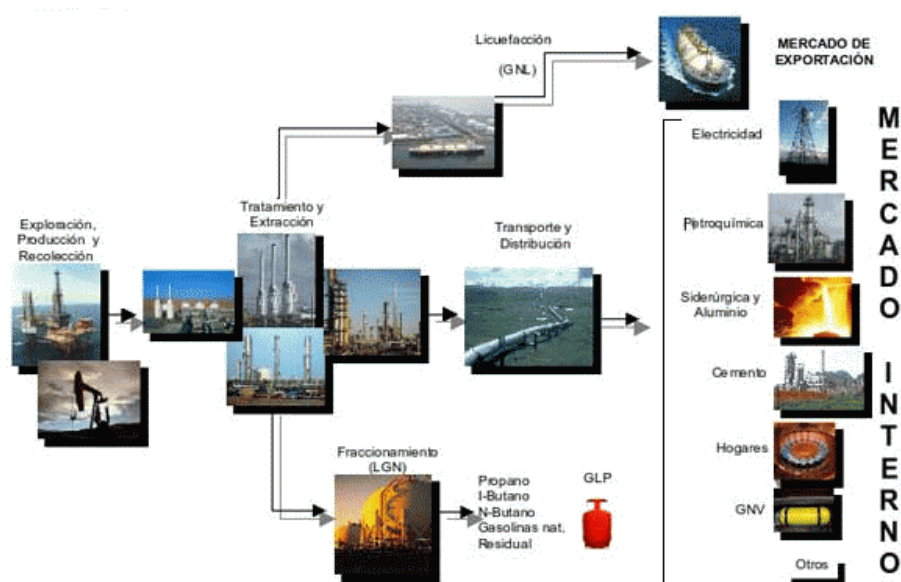
La característica fundamental de este hidrocarburo es que está compuesto en mayor proporción por gas metano, con lo que en condiciones ambientales este compuesto le da una composición gaseosa, por la que se le brinda su nombre.

2.2 Cadena de Valor de Gas Natural

La Cadena de Valor del Gas Natural se caracteriza por una sucesiva integración vertical de las etapas de producción, transporte, distribución y comercialización, razón por la cual la presente sección pretende abordar desde un punto de vista microeconómico el sector del Gas Natural en el país.

En principio las características económicas del Gas Natural apuntan a que el mismo es un bien privado, en tanto que se puede impedir que una persona haga uso de él (excluyente) y cuando es usado por un individuo reduce el uso por parte de otro (rival). Así mismo es un bien normal y sustituto casi perfecto del petróleo y el carbón como fuente energética. Por último, es un bien intermedio usado en el país principalmente por los sectores termoeléctrico, Industrial, Residencial, Transporte, etc., así como por las Refinerías y los campos de producción de hidrocarburos.

Ilustración 1. Integración Eslabones Industria del Gas Natural



Fuente: <http://www.enagas.gob.ve/info/gasnatural/cadenavalor.php>

Ahora bien, la cadena de producción del Gas Natural tiene, en general, cuatro grandes eslabones Producción, Transporte, Distribución y Comercialización (ver gráfico 1).

La etapa de Producción consiste en la extracción de acuerdo a las características propias de cada yacimiento, esta da inicio con la actividad de Exploración, la cual consiste en la identificación y localización de las áreas en las cuales se pueden encontrar las formaciones sedimentarias y estructuradas que contienen hidrocarburos. La información obtenida en esta primera actividad mediante las sísmicas, permite establecer las áreas que por sus características pueden contener mantos con depósitos de hidrocarburos, si las probabilidades son altas se procede a perforar¹⁶. Una vez extraído el hidrocarburo, se debe procesar¹⁷ de tal manera que cumpla con los requisitos establecidos para su uso final.

¹⁶ La perforación puede ser en tierra firme o en el mar, vertical, horizontal o direccionada, dependiendo del terreno y de la forma del yacimiento

¹⁷ En general el procesamiento consiste en la remoción de agua, partículas sólidas, hidrocarburos pesados, compuestos de azufre y de nitrógeno, dióxido de carbono, entre otros.

El nivel de recursos y esfuerzo requeridos en la primera etapa implican que se requieren firmas especializadas, destacadas por su know how y con un músculo financiero capaz de soportar las dimensiones de la operación de producción, implicando la existencia de un monopolio natural. En el caso colombiano, la oferta total de gas se determina mediante un modelo de Competencia monopolística que dado la no renovabilidad del recurso presentará costos marginales crecientes.

Cuando el hidrocarburo es recibido en boca de pozo, el mismo se puede transportar mediante: I) Gasoductos: Tuberías por medio de las cuales se transporta el gas aprovechando la diferencia de presiones, II) Comprimiendo el Gas Natural: El hidrocarburo se comprime a presiones por encima de 200 bares para lograr transportar la mayor cantidad de gas en un volumen reducido. En zonas donde por factores técnicos o económicos no es viable la atención por red física, el GNC se utiliza como gasoducto virtual, en el cual se transporta el gas natural en cilindros de compresión, y se descomprime en estaciones cercanas a la zona de interés, desde donde se distribuye el gas a los usuarios finales, o III) Llevando el Gas Natural ha estado líquido: El gas se lleva a estado líquido, y se transporta por medio de buques que cuentan con las facilidades de almacenamiento necesarias. El gas es entregado en estaciones regasificadoras para su distribución.

De nuevo, en los grandes eslabones de la cadena de producción del gas, se presentan características de competencia monopolística, esta vez en el transporte dado el costo y envergadura de la infraestructura requerida. Cabe resaltar que siempre que éste se realice mediante gasoductos se pueden presentar economías de escala en cuanto a la construcción y operación de estos, teniendo unos altísimos costos hundidos y fijos, y unos costos variables más bien bajos dada la manera en que se transporta el gas por este medio.

Posteriormente, en la etapa de distribución se encuentran todas aquellas actividades que permiten recibir, entregar y comercializar gas desde el punto de recepción “Puerta de Ciudad” mediante los distintos sistemas de distribución. Gracias a las estaciones de regulación y medida (ERM) el gas natural llega a los puntos de consumo a través de las redes de distribución locales para que este pueda ser usado por los diversos consumidores finales.

Por último, la comercialización es la actividad de compra y venta del gas que incluye el pago de los servicios de transporte y distribución, medición del consumo, emisión y entrega de facturas, recaudo, mercadeo y atención al usuario.

Generalmente el suministro de gas natural a los clientes es efectuado por empresas locales de distribución que tiene carácter de servicio público, si este se realiza mediante ductos, la etapa de distribución también tiene características de monopolio natural dadas las razones antes mencionadas.

2.3 Entorno de Gas natural a Nivel Mundial

A continuación, se hace una breve descripción de la oferta y la demanda del gas natural, en cuanto a sus principales exportadores e importadores. Se requiere entonces conocer la actual canasta energética mundial

2.3.1 Producción de Gas a Nivel Mundial

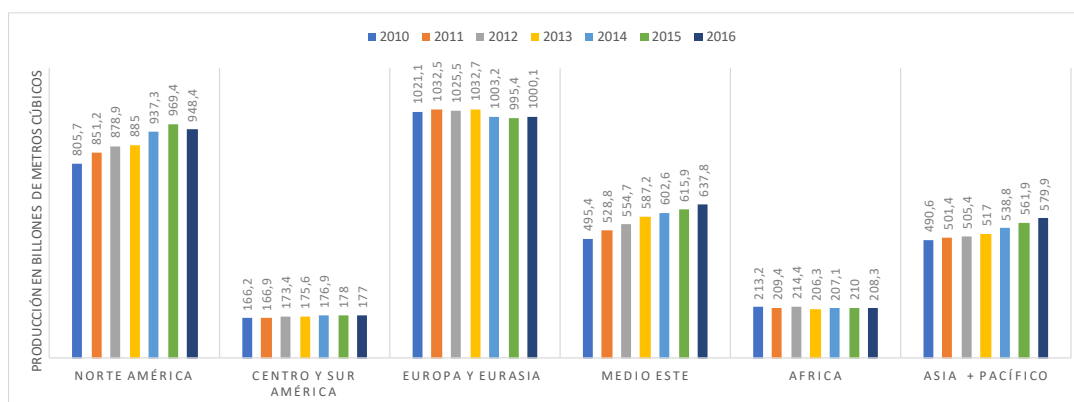
Tabla 2. Producción Total de Gas Natural

AÑO	NORTE AMÉRICA	CENTRO Y SUR AMÉRICA	EUROPA Y EURASIA	MEDIO ESTE	AFRICA	ASIA + PACÍFICO	total
2010	805,7	166,2	1021,1	495,4	213,2	490,6	3192,2
2011	851,2	166,9	1032,5	528,8	209,4	501,4	3290,2
2012	878,9	173,4	1025,5	554,7	214,4	505,4	3352,3
2013	885	175,6	1032,7	587,2	206,3	517	3403,8
2014	937,3	176,9	1003,2	602,6	207,1	538,8	3465,9
2015	969,4	178	995,4	615,9	210	561,9	3530,6
2016	948,4	177	1000,1	637,8	208,3	579,9	3551,5

(Elaboración propia con datos de BP Statistical Review of World Energy, 2017)

La producción mundial de gas natural aumentó 21 billones de metros cúbicos (ver tabla 2), lo cual es tan solo un 0,3%. El declive en la producción de América del Norte de -21 billones de metros cúbicos fue cancelado parcialmente por un fuerte crecimiento en Australia e Irán con 19 bmc y 13 bmc respectivamente. Este crecimiento en la producción es según el reporte de BP el más bajo de los últimos 34 años, con excepción del período que le siguió a la crisis financiera.

Ilustración 2. Producción total de gas natural



(Elaboración propia con datos de BP Statistical Review of World Energy , 2017)

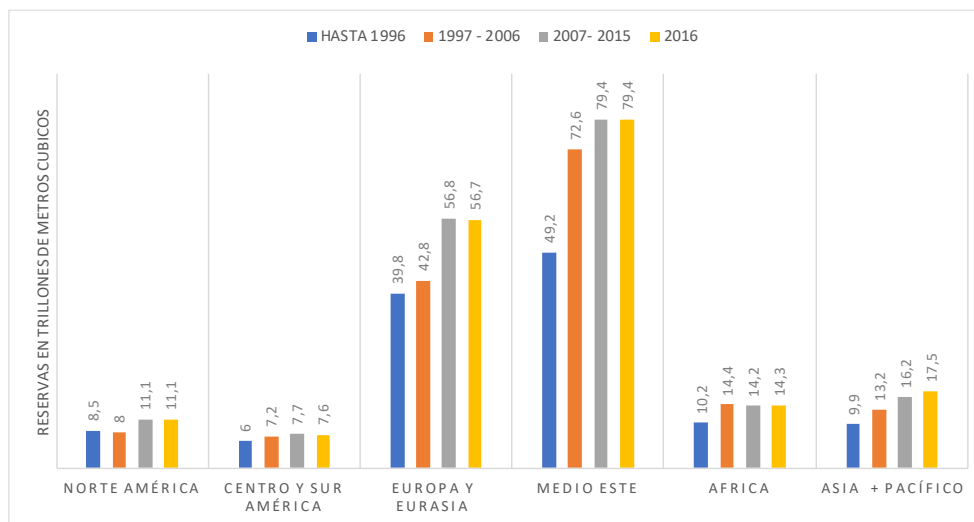
Este bajo crecimiento fue de la mano con la caída en los precios que fueron 5% más bajos que en el año 2015. Indicadores Europeos y Asiáticos vieron bajas de entre 20 a 30% mientras los precios se ajustaban a los incrementos en la oferta de GNL.

Una buena parte del desempeño mediocre de la industria puede encontrarse en los Estados Unidos, especialmente en el suministro, donde caídas en el precio del Gas llevaron, por primera vez, desde la revolución de gas esquisto, a la merma en la producción en el 2.5%.

2.3.2 Reservas de gas a nivel mundial

Acorde con el histórico de reservas de gas natural en el mundo, se observa un constante crecimiento de largo plazo de las mismas, o lo que es igual, a aquel escenario en el que es posible reponer la producción y los excedentes (ver gráfico 3).

Ilustración 3. Histórico de reservas de gas



(Elaboración propia con datos de BP Statistical Review of World Energy, 2017)

En la tabla 3 se destacan los enormes volúmenes que posee el Medio Este en comparación con el resto de regiones descritas. Y la gran variación positiva que presentó Europa y Asia en cuanto a sus niveles para el periodo 2007-2015.

Tabla 3. Histórico de reservas de gas

	HASTA 1996	%	1997 - 2006	%	2007- 2015	%	2016	%
NORTE AMÉRICA	8,5	7%	8	5%	11,1	6%	11,1	6%
CENTRO Y SUR AMÉRICA	6	5%	7,2	5%	7,7	4%	7,6	4%
EUROPA Y EURASIA	39,8	32%	42,8	27%	56,8	31%	56,7	30%
MEDIO ESTE	49,2	40%	72,6	46%	79,4	43%	79,4	43%
AFRICA	10,2	8%	14,4	9%	14,2	8%	14,3	8%
ASIA + PACÍFICO	9,9	8%	13,2	8%	16,2	9%	17,5	9%
TOTAL	123,6	100%	158,2	100%	185,4	100%	186,6	100%

(Elaboración propia con datos de BP Statistical Review of World Energy, 2017)

2.3.3 Consumo de gas a nivel mundial

Tabla 4. Consumo energético 2010 -2014

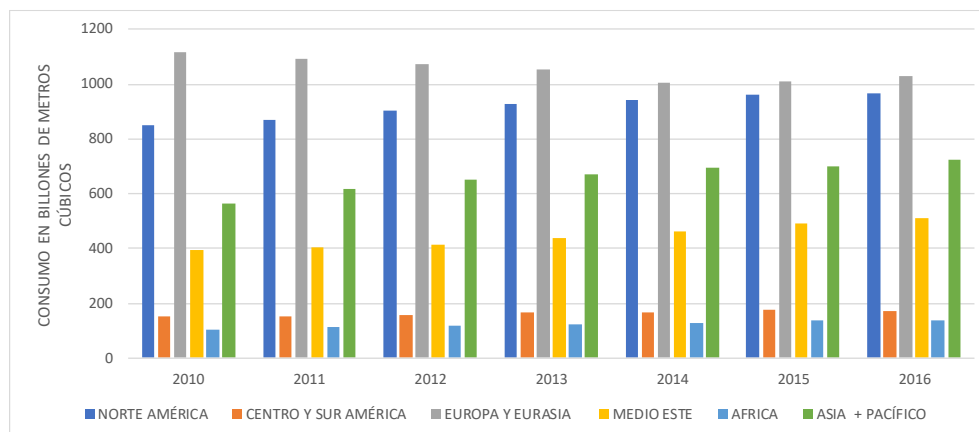
Fuentes de energía	2010	%	2011	%	2012	%	2013	%	2014	%
Petróleo	4042	33,37%	4085	32,92%	4133	32,84%	4179	32,63%	4211	32,57%
Carbon	3611	29,82%	3777	30,44%	3799	30,18%	3867	30,19%	3882	30,03%
Gas Natural	2880	23,78%	2944	23,73%	3018	23,98%	3053	23,84%	3066	23,71%
Hidroelectricidad	784	6,47%	795	6,41%	834	6,63%	862	6,73%	879	6,80%
Energía Nuclear	626	5,17%	601	4,84%	560	4,45%	564	4,40%	574	4,44%
Renovables	168	1,39%	206	1,66%	243	1,93%	283	2,21%	317	2,45%
TOTAL	12111	100,00%	12408	100%	12587	100%	12808	100%	12929	100%

(Elaboración propia con datos de BP Statistical Review of World Energy, 2017)

En la tabla 4 se describe la composición de la canasta energética mundial para el periodo 2010-2014. El petróleo, el carbón y el gas natural representan poco más del 85% del consumo energético mundial.

Se aprecia, además, el lento pero continuado aumento en el consumo de las denominadas energías renovables. Por otro lado, el crecimiento en el consumo mundial de petróleo y gas natural refleja tendencias similares entre ambos.

Ilustración 4. Consumo total de gas natural



(Elaboración propia con datos de BP Statistical Review of World Energy, 2017)

Según cifras y datos del reporte que British Petroleum (BP) publicó en su Statistical Review of World Energy, el consumo mundial de gas creció en aproximadamente 63 billones de metros cúbicos (bmc) o 1.5%. Esta es la cifra de crecimiento más baja debido a que en promedio durante los últimos diez años ha sido de 2.5% (ver tabla 5).

Tabla 5. Consumo total de gas natural

AÑO	2010	%	2011	%	2012	%	2013	%	2014	%	2015	%	2016	%
NORTE AMÉRICA	849,6	26,65%	870,6	26,82%	903,3	27,18%	927,8	27,42%	944,1	27,76%	962,8	27,67%	968	27,32%
CENTRO Y SUR AMÉRICA	150,2	4,71%	150,5	4,64%	159,6	4,80%	165,2	4,88%	168,9	4,97%	175,8	5,05%	171,9	4,85%
EUROPA Y EURASIA	1118,4	35,09%	1092,8	33,67%	1074	32,32%	1054,4	31,16%	1005,6	29,57%	1010,2	29,03%	1029,9	29,07%
MEDIO ESTE	396,5	12,44%	403,4	12,43%	415	12,49%	440,3	13,01%	460,8	13,55%	493,6	14,18%	512,3	14,46%
AFRICA	106,4	3,34%	113,3	3,49%	120,6	3,63%	123,2	3,64%	127	3,73%	135,8	3,90%	138,2	3,90%
ASIA + PACÍFICO	566,4	17,77%	615,4	18,96%	650,5	19,58%	672,9	19,89%	694,4	20,42%	701,8	20,17%	722,5	20,39%
TOTAL	3187,5	100,00%	3246	100,00%	3323	100,00%	3383,8	100%	3400,8	100,00%	3480	100,00%	3542,8	100,00%

(Elaboración propia con datos de BP Statistical Review of World Energy , 2017)

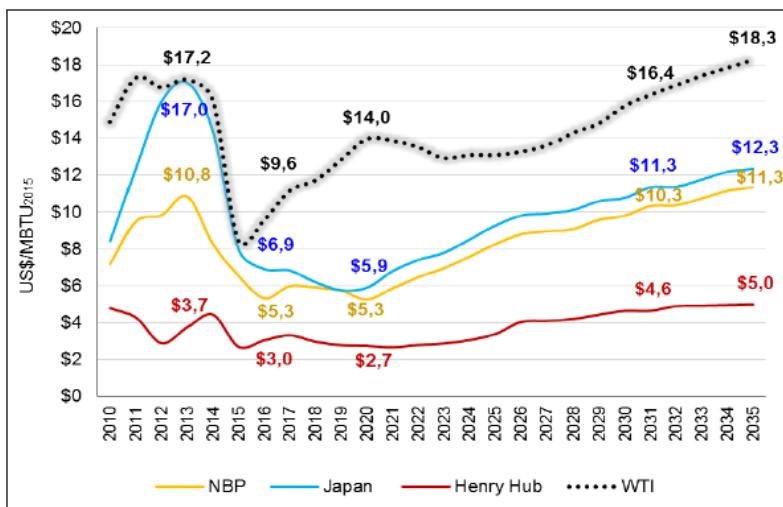
En la mayoría de las regiones del mundo la demanda por Gas Natural ha aumentado. Según cifras del reporte de BP esto se debió, en parte, al incremento competitivo del gas respecto del carbón, por debilidades en los sectores de energía nuclear y renovable, mejoras en la infraestructura y disponibilidad de gas. En contraposición, las caídas registradas en el consumo se asocian a fuertes incrementos en el sector hidroeléctrico¹⁸.

2.3.4 Precio internacional del Gas natural

Existen en el mundo, principalmente, tres precios para el gas natural (ver gráfico 5). I) Estados Unidos, II) Asia y III) Europa. El precio en Estados Unidos está basado en la Oferta y la Demanda local. Por su parte, los precios en Asia y Europa están referenciados parcialmente al comportamiento del precio del petróleo y sus derivados y al desempeño del mercado internacional (Unidad de Planeación Minero Energética).

¹⁸ Los datos por países pueden ser consultados en https://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_ch/PDF/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf

Ilustración 5. Comparación del precio del gas natural y el crudo



Fuente: WoodMackenzie.

(Proyección de precio de los energéticos para generación eléctrica enero 2016 - diciembre 2035)

En el gráfico 5 se pueden observar las fluctuaciones de los diferentes precios, siendo las del Henry Hub las más pronunciadas, las cuales pudieron ser ocasionadas por efectos climatológicos acorde con los expertos.

Adicionalmente, el índice Henry Hub es el más económico de los precios comparados en dicha gráfica debido a que es el precio en boca de pozo por lo que no se contabilizan aspectos como la licuefacción, transporte o regasificación¹⁹.

2.3.5 Relación Precio del Gas y del Petróleo

Como se ha mencionado anteriormente, el petróleo crudo y el gas natural son parte fundamental en la matriz energética mundial. Es comúnmente analizada la relación que existe

¹⁹ Los índices internacionales NBP, JHM y WTI corresponden respectivamente a Reino Unido, Japón y el precio del crudo en Norteamérica.

entre el precio de una y otra fuente energética, debido a sus implicaciones geopolíticas, de estrategias comerciales y de mercado, así como de inversión y optimización de la cartera.

Es tal la vinculación tanto de la oferta como de la demanda de estos productos que sus precios se mueven uno detrás de otro. Sin embargo, a partir de 2008, esta relación parece haberse desacoplado resultando de interés para este documento la evolución para el periodo 2011-2015 (ver gráfico 5).

Uno de los factores por los que se puede argumentar es que estos precios están vinculados a la feroz competencia por los recursos de perforación en la boca de pozo. Aquí es importante mencionar que el gas natural se puede producir a partir de: I) pozos asociados, II) pozos no asociados y III) pozos de condensado.

Los pozos asociados producen principalmente petróleo con gas natural como subproducto. Los pozos no asociados se refieren a los pozos que producen solo gas natural, a veces con solo una pequeña cantidad de petróleo. Los pozos de condensado producen gas natural junto con líquidos de gas natural (NGL). La economía de los campos de gas no asociados es diferente de la economía de los campos de gas asociados, ya que el desarrollo de estos últimos depende de la dinámica del mercado petrolero (CME GROUP, 2018) .

Más aún, debido a que en gran medida las compañías dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos producen tanto petróleo como gas natural, deben evaluar sus respectivos costos de oportunidad y decidir cuánto capital y recursos²⁰ invierten en el desarrollo de ambos productos.

Así pues, puede darse que, si aumenta el precio del petróleo crudo, aumenta la producción de gas asociado, con lo que se tendrá por tanto una presión a la baja de los precios

²⁰ Humanos, tecnológicos, monetarios, de tiempo, etc.

del gas natural. Más aún, dicho aumento puede llevar a que se redistribuyan recursos destinados originalmente a la perforación de gas natural hacia la perforación petrolera, en este caso la teoría económica indica que el precio del gas natural debería aumentar.

Lo anterior indica que el precio y las señales del mercado de estos recursos incentivan a realizar un trade-off en razón a la producción de uno y otro para maximizar las ganancias de los productores, dependiendo por supuesto de la fuente del gas natural.

Este efecto de sustitución a veces se denomina "burner-tip parity" Esto implica que los precios del gas natural convergen con el precio del combustible de la competencia en la (punta del quemador) o en el destino final en una base equivalente en BTU. Cualquier aumento en los precios del petróleo crudo motiva a los usuarios finales a sustituir el gas natural por los productos derivados del petróleo en el consumo cuando sea posible. Esto a su vez aumenta la demanda de gas natural y por lo tanto los precios (CME GROUP, 2018).

Más aún varios de los combustibles refinados a partir del petróleo son sustitutos del gas natural, por ejemplo, la gasolina residual compite en los sectores de generación eléctrica e industrial, con lo que aumentos en los precios del petróleo fomentarían la sustitución de gas natural por productos derivados del petróleo, lo que replicara al alza en la demanda de gas natural y sus respectivos precios

Así las cosas, existen factores económicos que vinculan a los mercados de petróleo y gas natural a través de los efectos de slusky y de competencia indicando una relación de largo plazo.

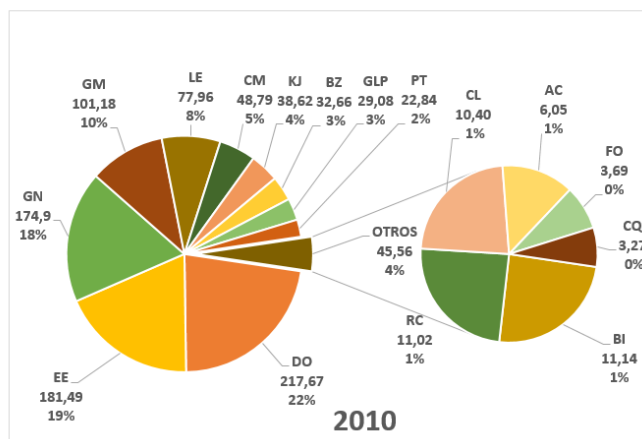
2.4 Entorno de Gas natural en Colombia

Una vez expuesto el entorno mundial, se hará un símil con la oferta y demanda de gas natural en Colombia, toda vez que la eficiencia energética se entiende como un componente para garantizar el abastecimiento energético ya que se fundamenta en hábitos de consumo adecuados, el desarrollo de tecnologías y el aprovechamiento óptimo de los recursos utilizables.

Así las cosas, el uso eficiente de la energía se ha transformado en un factor de productividad para las empresas y de competitividad para los países (Revista Dinero, s.f.), como también en una forma de contribuir con el cuidado del medio ambiente.

Ilustración 6. Canasta Composición matriz energética Colombia 2010

Energético (PJ)	Abreviatura	2010
Diesel Oil	DO	217,67
Electricidad	EE	181,49
Gas Natural	GN	174,9
Gasolina Motor	GM	101,18
Leña	LE	77,96
Carbón Mineral	CM	48,79
Kerosene	KJ	38,62
Bagazo	BZ	32,66
GLP	GLP	29,08
Petróleo	PT	22,84
Biodiesel	BI	11,14
Residuos	RC	11,02
Carbón de Leña	CL	10,4
Alcohol Carburante	AC	6,05
Fuel Oil	FO	3,69
Coque	CQ	3,27
TOTAL		970,76



(UPME, 2015)

El gráfico 6 contiene información referente a la demanda de energéticos en Colombia durante el año 2010, destacándose el consumo de Diesel, electricidad y gas natural con una

participación respectiva de 22.42%; 18.70% y 18.02%. Es decir, poco más del 59% del consumo total del país²¹.

Así mismo, resalta el hecho de que aun estando en la primera década del siglo XXI el consumo de leña represente el 8% del total, aun cuando son ya conocidas diversas formas de energía modernas y menos agresivas para con el ambiente.

Por otro lado, también es necesario tener en cuenta que, en los procesos de generación de energía eléctrica, se utilizan otros energéticos como, por ejemplo, el gas.

2.5 Mercado de gas en Colombia

En la presente sección se presenta la información relacionada con la oferta y demanda de gas natural utilizada en el presente trabajo.

2.5.1 Producción de Gas Natural en Colombia

En Colombia, el potencial de hidrocarburos está localizado en 18 cuencas sedimentarias las cuales cubren alrededor de 1.036.450 Kms²²², dependiendo de su actividad (Exploración – Producción), la Agencia Nacional de Hidrocarburos creó dos grandes categorías de clasificación. Cuencas con Producción²³ y Cuencas sin Producción.

²¹ La magnitud PJ es una compilación de cantidades de energía de diferentes magnitudes para propósitos de comparación. Usualmente, la unidad básica de energía en el sistema Internacional de Unidades es el Joule

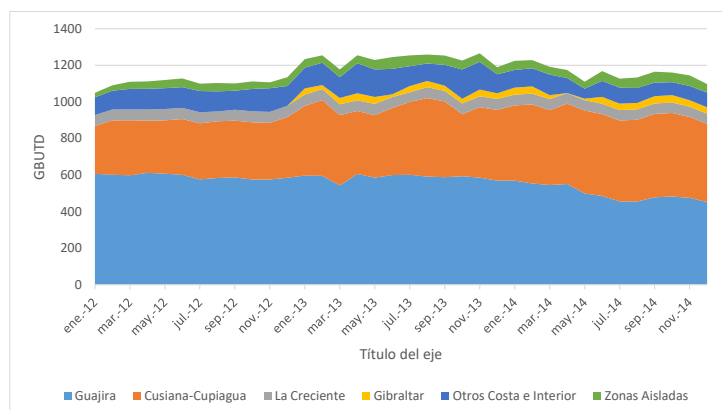
²² <http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/Colombia%20Petrolera/Paginas/default.aspx>

²³ En este grupo existen 7 cuencas, a saber: Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Valle Inferior del Magdalena, Llanos Orientales, Putumayo, Catatumbo y La Guajira.

Al primer grupo pertenecen 93 campos que aportan Gas Natural a cada cuenca, resaltando como principales campos de explotación Chuchupa, y Cusiana, ubicados en las cuencas de La Guajira y Llanos Orientales respectivamente.

El gráfico siete señala que durante los años 2012-2014 los principales campos de producción de gas en Colombia fueron los pertenecientes a la guajira (Ballenas, Chuchupa, La guajira) y Cusiana-Cupiagua, sumando entre ambos el 76% de la producción total del periodo. De igual manera captura una tendencia decreciente de corto plazo en cuanto a la producción de los campos de La Guajira²⁴.

Ilustración 7. Producción por Campos 2012- 2014



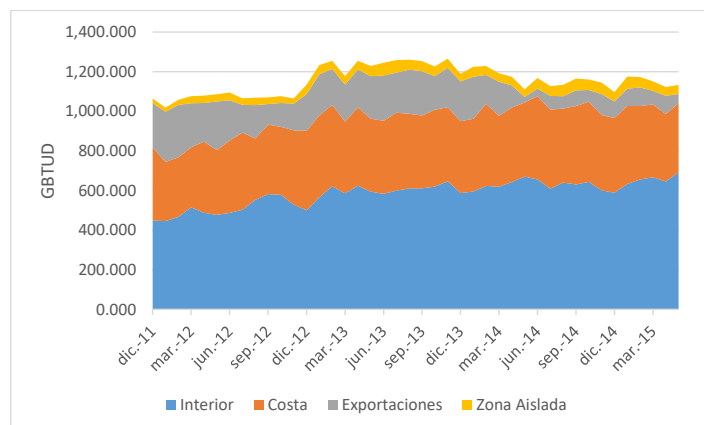
(Elaboración propia con datos concentra 2012-2014)

En la tabla seis se encuentran la información referente a la producción mensual de los principales campos productores de gas en el país para el periodo 2012-2014. En cuanto al destino de la producción de gas, la misma se clasifica por regiones acorde con los tramos, de la Costa Atlántica y del Interior, del Sistema Nacional de Transporte. Siendo en promedio la

²⁴ La entrada en declive de la producción de Campo Ballenas es la razón principal que explica el fenómeno observado.

participación de producción destinada a la Región del Interior del 50.80%, la de la Región de la Costa del 32.06%, la de las zonas aisladas del 3.82 y la producción destinada a las exportaciones de 13.32% (ver gráfico 8).

Ilustración 8. Producción por Regiones 2011- Mayo 2015



(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015)

Tabla 6. Producción Gas Natural por Campos GBUTD 2012-2014

Mes	Guajira	Cusiana-Cupiagua	La Creciente	Gibraltar	Otros Costa e Interior	Zonas Aisladas	Total Producción
ene-12	606.44	261.58	59.66	0	96.91	24.62	1049.21
feb-12	601.51	296.6	59.74	0	103.13	29.24	1090.22
mar-12	598.27	300.94	59.47	0	112.15	38.86	1109.69
abr-12	611.72	285.4	60.81	0	113.23	40.47	1111.63
may-12	607.24	291.41	62.02	0	114.03	44.63	1119.33
jun-12	600.96	304.9	61.12	0	113.42	47.51	1127.91
jul-12	576.21	306.09	60.75	0	116.06	40.33	1099.44
ago-12	583.79	309.91	53.67	0	109.78	45.71	1102.86
sep-12	587.01	310.23	59.57	0	104.08	39.61	1100.5
oct-12	575.48	312.53	60	0	122.46	41.06	1111.53
nov-12	575.41	309.98	59.61	0	129.38	32.14	1106.52
dic-12	584.99	331.48	61.57	0	108.54	47.88	1134.46
ene-13	597.21	380.41	62.13	33.65	113.33	46.73	1233.46
feb-13	595.77	413.72	60.33	21.78	122.2	40.47	1254.27
mar-13	543.18	384.36	59.1	34.45	113.6	42.62	1177.31
abr-13	605.68	344.24	57.71	39.28	164.13	43.57	1254.61
may-13	585.86	341.09	61.62	38.04	150.39	51.55	1228.55
jun-13	599.59	366.99	59.55	15.03	139.27	64.29	1244.72
jul-13	601.39	397.88	53.12	33.93	108.38	59.18	1253.88
ago-13	591.31	429.29	59.77	33.57	95.61	48.88	1258.43
sep-13	588.09	413.9	58.05	28.17	113.75	51.12	1253.08
oct-13	593.3	339.15	58.76	25.31	160.55	48.61	1225.68
nov-13	585.59	385.18	59.25	37.16	151.73	46.29	1265.2
dic-13	569.34	386.37	59.77	31.06	104.09	38.36	1188.99
ene-14	569.6	411	58.93	38.36	96.37	50.23	1224.49
feb-14	553.85	431.88	58.97	39.7	99.02	44.62	1228.04
mar-14	545.33	409.1	60.1	21.82	112.72	42.36	1191.43
abr-14	550.8	439.2	57.62	0.33	82.29	43.84	1174.08
may-14	499.13	453.26	56.59	8.17	54.95	38.09	1110.19
jun-14	485.48	447.16	56.86	37.64	87.5	53.38	1168.02
jul-14	455.59	442.12	57.23	35.21	87.26	49.39	1126.8
ago-14	454.8	447.44	56.9	35.05	81.58	57.43	1133.2
sep-14	478.16	455.64	57.11	39.98	74.52	59.39	1164.8
oct-14	482.65	456.56	57.29	40.12	70.66	52.82	1160.1
nov-14	475.24	441.89	55.74	36.34	77.57	57.84	1144.62
dic-14	452.12	427.13	56.12	34.65	80.65	46.56	1097.23

(Elaboración propia con datos concentra 2012-2014)

Para el periodo de Diciembre 2011 a Mayo 2015 resalta la tendencia creciente de la producción destinada a la Región del Interior, la gran disminución de la producción destinada a las exportaciones a partir de junio de 2014²⁵ y el aumento de la producción en las Zonas Aisladas.

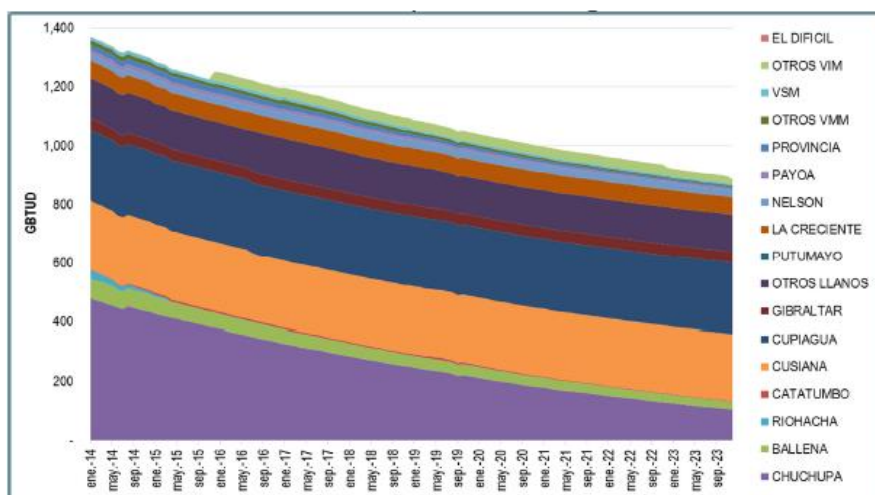
Ahora bien, en la declaración de producción por campo para los próximos 10 años, se observa una disminución en la producción de gas²⁶, que es lo mismo que la oferta de gas

²⁵ A partir de julio de 2015 las exportaciones de gas natural fueron suspendidas.

²⁶ En parte como consecuencia del normal declive en la producción de los campos y del cese de gran parte de la actividad exploratoria desarrollada actualmente en el país debido al marco legal y a los precios actuales de los hidrocarburos.

del mercado colombiano²⁷ (Ver gráfico 9), razón por la cual es necesario que por parte de las autoridades e instituciones que dictan, dirigen, regulan, supervisan y controlan los aspectos referentes al gas natural tomen las medidas del caso para prepararse y afrontar este escenario.

Ilustración 9. Declaración de Producción 2014



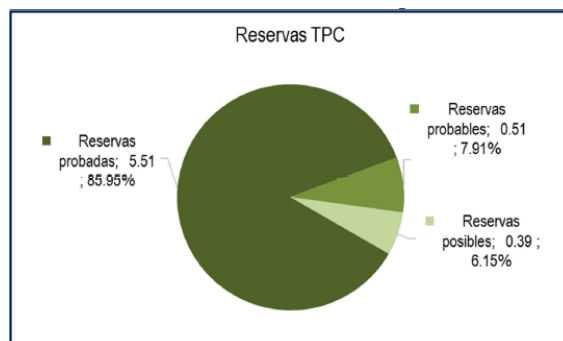
(UPME, 2014)

2.5.2 Reservas de Gas natural en Colombia

Según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME 2015) para finales de 2013 Colombia contabilizaba un volumen total de reservas de gas natural de aproximadamente 6.41 TPC, de las cuales 5.51 TPC correspondían a reservas probadas (86%), 0.51 TPC a las reservas probables (8%) y 0.39 TPC a las reservas posibles (6%) (ver gráfico 10).

²⁷ Es importante resaltar que la misma está compuesta principalmente por los campos Chuchupa, Cupiagua y Cusiana

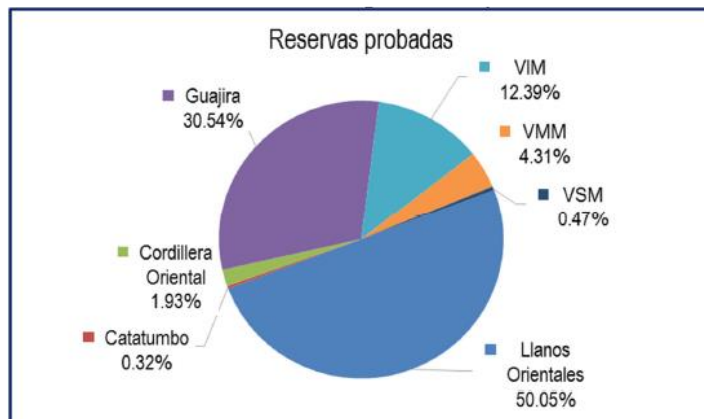
Ilustración 10. Reservas Colombianas de Gas Natural



(UPME, 2014)

Cabe resaltar que, del total de reservas probadas, el 50% están ubicadas en la Cuenca de los Llanos Orientales, 31% en la Cuenca de La Guajira, y el 19% en las Cuencas del Valle Inferior, Medio, Superior del Magdalena y Catatumbo (ver gráfico 11).

Ilustración 11. Reservas Probadas de Gas Natural por Cuenca



(UPME, 2014)

La anterior información muestra la cruda realidad del país puesto que, según expertos, a Colombia le restan entre cinco (5) y siete (7) años de reservas de hidrocarburos, las cuales incluyen petróleo y gas.

Según Sáenz (Sáenz, 2017), la industria argumenta como una de las causas de la escasez de reservas el mecanismo de participación popular conocido como Consulta Popular, toda vez que estas iniciativas de consultas populares interrumpen los proyectos de explotación y por sobre todo evitan que se desarrollen proyectos de exploración, evitando así que se realicen nuevas inversiones en el sector.

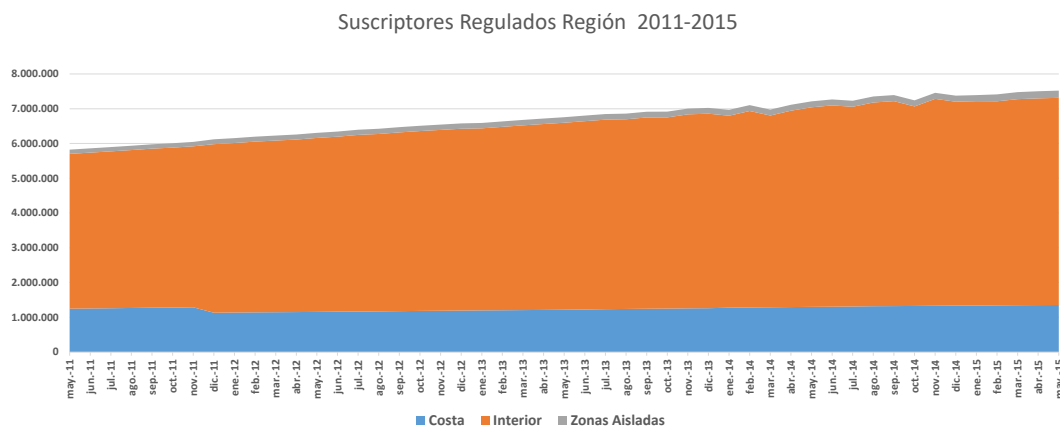
2.5.3 Consumo De Gas Colombia

Mediante resolución 055 de 1999 la Comisión de Regulación de Energía y Gas definió en Colombia dos tipos de Usuarios de Gas Natural²⁷: I) Usuario Regulado y II) Usuario No regulado.

Acorde con el documento mencionado, el primer tipo de usuario es “un consumidor de hasta 500.000 pcd, o su equivalente en m³ hasta el 31 de diciembre del año 2001; de hasta 300.000 pcd o su equivalente en m³ hasta el 31 de diciembre del año 2004; y, de hasta 100.000 pcd o su equivalente en m³ a partir de enero 1o. del año 2005” (Comisión de regulación de energía y gas, 1999).

De otra parte, El usuario no regulado es aquel “consumidor de más de 500.000 pcd hasta el 31 de diciembre del año 2001; de más de 300.000 pcd hasta el 31 de diciembre del año 2004; y, de más de 100.000 pcd a partir de enero 1o. del año 2005” (Comisión de regulación de energía y gas, 1999).

Ilustración 12. Usuarios regulados mayo 2011 – mayo 2015



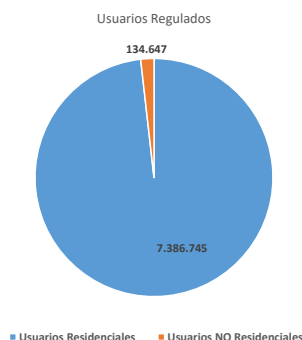
(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015, 2019)

Puede observarse con claridad, para el periodo de análisis, que cerca del 80% de los usuarios regulados pertenecen a la región denominada por las instituciones colombianas - para efectos de categorizar geográfica a los usuarios de gas natural - como interior, el 19% corresponde a la región de la costa atlántica y el restante 1% en las zonas aisladas²⁸ (ver gráfico 12).

Así mismo, las tasas de crecimiento de las regiones durante el periodo en cuestión fueron: Interior 36.93 %; Costa Atlántica 10.44% y Zonas Aisladas 74.43%, para un total de 32.01% en los usuarios regulados. De tal manera, que para mayo de 2015 el país contabilizaba 7.521.441 usuarios regulados (ver gráfico 13), de los cuales el 98.21% pertenecían a la categoría residencial y el restante 1.79% a la categoría no residencial.

²⁸ Centros de consumo que no se encuentran conectados al Sistema de Nacional de Transporte de Gas Natural

Ilustración 13. Usuarios Regulados Mayo 2015

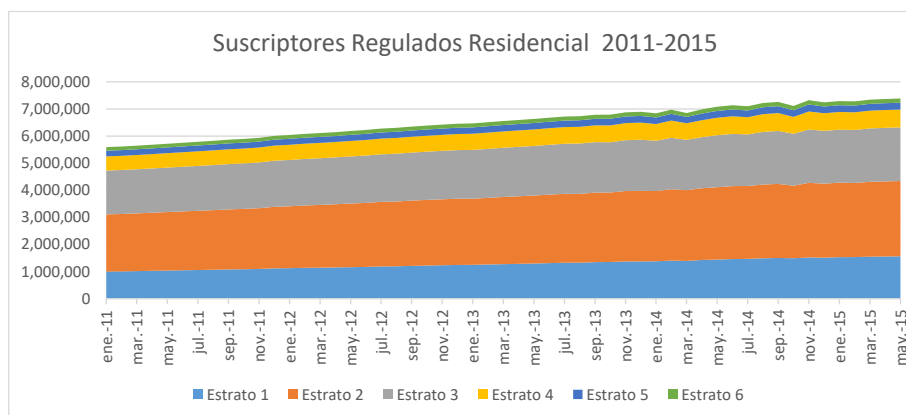


(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015, 2019)

La categoría de usuarios regulados residencial se compone de los usuarios pertenecientes a los diferentes estratos socioeconómicos. Siendo el estrato 2 en donde se realizó el mayor número de suscripciones de usuarios nuevos, seguido del estrato 3 y el 1, representando cerca del 30 %, 20% y 15% del total respectivamente (ver gráfico 14).

Las tasas de crecimiento fueron Estrato 1 (56.30%), Estrato 2 (31.51%), Estrato 3 (22.30%), Estrato 4 (26.60%), Estrato 5 (20.29%), Estrato 6 (16.69%), para una variación total de (32.06%), con lo que para mayo de 2015 se alcanzó la cifra de 7.386.745 usuarios regulados residenciales. Reflejando el esfuerzo de la masificación y consolidación del servicio de gas emprendido aproximadamente una década atrás.

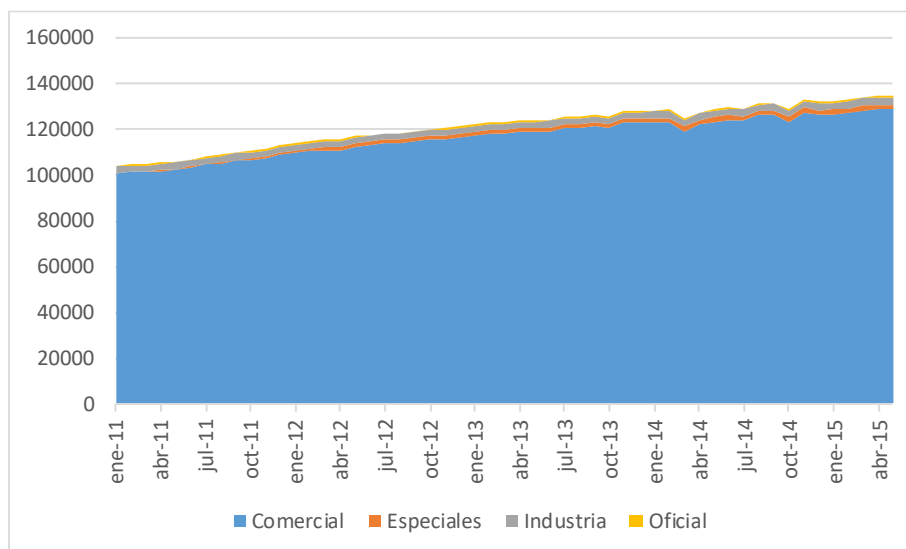
Ilustración 14. Usuarios Regulados Residencial Enero 2011- Mayo 2015



(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015, 2019)

Por su parte, la categoría de usuarios regulados no residencial se compone de los sectores: Comercial, Especiales²⁹, Industria tipo 1 y oficial (ver gráfico 15) presentando tasas de crecimiento de: 28.07%, 246.45%, 16.85%, 91.04% respectivamente, para una variación total de 29.32% de enero de 2011 a mayo de 2015 siendo en este último periodo 134.647 usuarios regulados No residenciales.

Ilustración 15. Usuarios No Regulados Enero 2011 - Mayo 2015



²⁹ Hace referencia a usuarios como Hospitales, clínicas, centros de salud, colegios, universidades.

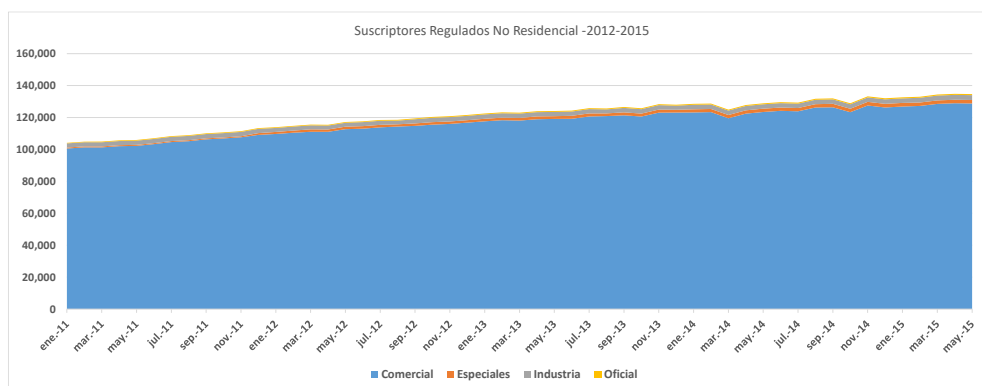
(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015)

Se calcula que cerca del 98% de los usuarios regulados no residencial corresponden al sector comercial.

En el gráfico 17 se presenta el número de usuarios regulados por segmento, tanto residencial como no residencial para mayo de 2015, siendo el estrato 2 y comercial, los valores máximos y mínimos respectivamente.

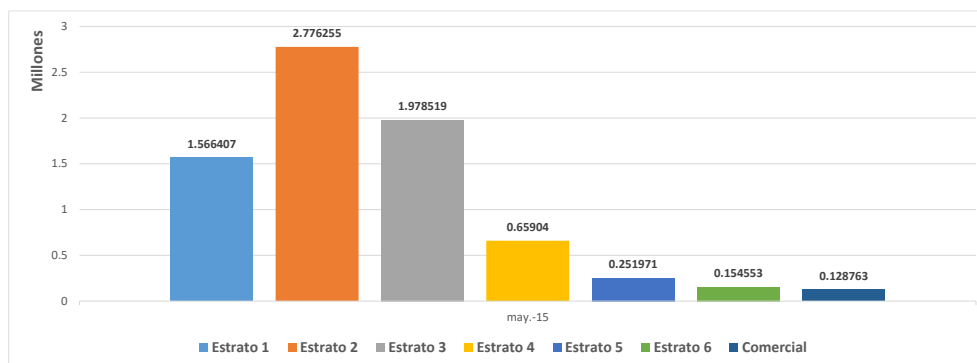
A razón de lo anterior, el consumo de gas natural en Colombia se abordará principalmente, de acuerdo con el que es realizado por los usuarios regulados y no regulados. A razón de lo anterior, el consumo de gas natural en Colombia se abordará principalmente, de acuerdo con el que es realizado por los usuarios regulados y no regulados.

Ilustración 16. Usuarios Regulados No Residencial Enero 2011-Mayo 2015



(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015)

Ilustración 17. Usuarios Regulados Mayo 2015³⁰



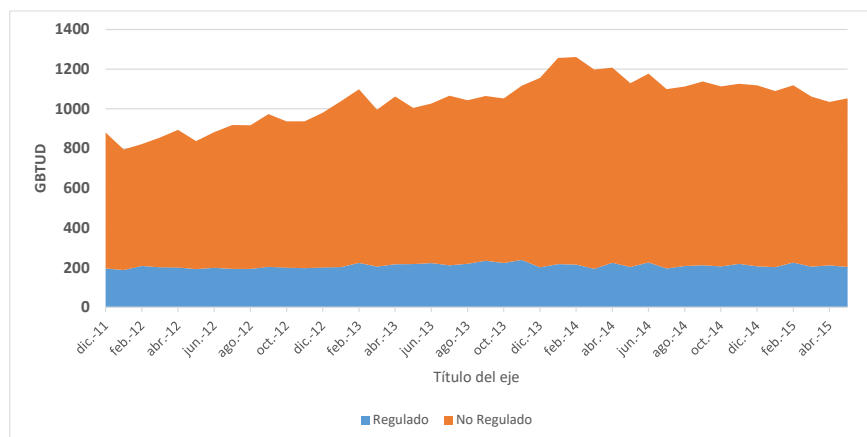
(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015)

2.5.3.1 Consumo Usuarios Regulados vs Usuarios No Regulado

Es posible determinar cómo a lo largo del periodo analizado cerca del 80% del consumo total colombiano es realizado por usuarios no regulados (ver gráfico 18). Así mismo, se observa una tendencia creciente en el consumo total de gas. La tasa de crecimiento para el periodo fue de 19.58% registrando consumos en diciembre de 2011 y mayo de 2015 de 880.52 GBTUD y 1052.95 GBTUD respectivamente.

³⁰ Se excluyó del gráfico los sectores industria, especial y oficial con 3030, 2193, 661 usuarios respectivamente dado su poca significancia al interior de las cifras totales.

Ilustración 18. Consumo Nacional de Gas Diciembre 2011- Mayo 2015



(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015)

Este aumento, es liderado por el consumo de los usuarios no regulados, presentando una tasa de crecimiento observada durante el periodo de análisis de 24.03% contabilizando 685.38 GBTUD en diciembre de 2011 y 850.06 GBTUD en mayo de 2015. De otra parte, el consumo de los usuarios regulados presentó una variación de 3.98% en el periodo analizado siendo de 195.14 GBUTD en diciembre de 2011 y de 202.9 GBTUD en mayo de 2015.

2.5.3.2 Consumo de Gas NO Regulado

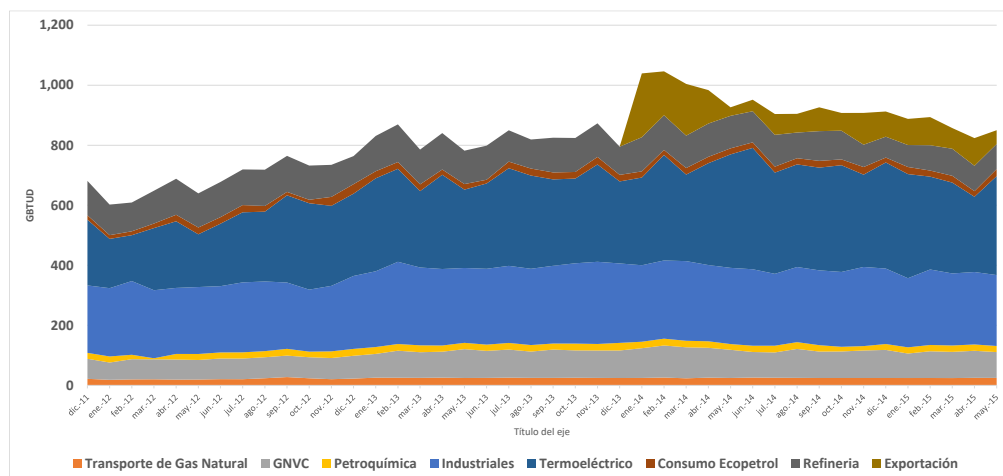
El Consumo de los usuarios no regulados se constituye por los siguientes sectores: Transporte de Gas³¹, Transporte GNV, Petroquímico, Termoeléctrico, Industrial, Refinería, Exportación, Consumo realizado por Ecopetrol.

El gráfico 19 muestra cómo a lo largo del periodo analizado (diciembre 2011- mayo 2015) cerca del 60% del consumo total de los usuarios no regulados es realizado por los

³¹ Hace referencia al consumo propio de las actividades de transporte de gas.

sectores termoeléctrico e industrial, seguidos por refinería y gnv. Éste último presentando el comportamiento homogéneo para los diferentes periodos.

Ilustración 19. Consumo Nacional de Gas Usuarios No Regulados Diciembre 2011-Mayo 2015



(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015, 2019)

Para el periodo de estudio la participación promedio de los segmentos mencionados en el consumo total fue de: Transporte de Gas 2.91%, Transporte GNV 10.16%, Petroquímico 2.49%, Termoeléctrico 34.62%, Industrial 30.04%, Refinería 12.94%, Consumo realizado por Ecopetrol 2.49%.

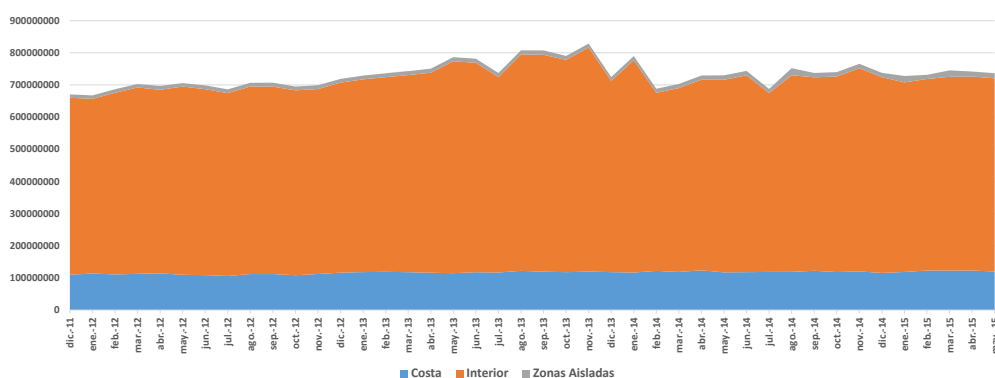
2.5.3.3 Consumo de Gas Regulado

A continuación, se presentará el consumo de los usuarios regulados residenciales realizado por regiones: Costa Atlántica e Interior del País, así como clasificado por consumo residencial y no residencial. No sobra decir que la categorización regional está relacionada

con la posibilidad que tienen las poblaciones de los municipios de conectarse al Sistema Nacional de Transporte, concretamente a los tramos de los sistemas de la Costa y del Interior.

Es así que la Región Costa Atlántica está constituida principalmente por los departamentos de: Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre. Entre los principales departamentos pertenecientes a la Región del Interior corresponden: Antioquia, Boyacá, Caldas, Cauca, Cundinamarca, Huila, Quindío, Meta, Risaralda, Santander, Tolima y Valle del Cauca. En cuanto a las Zonas Aisladas, primariamente hacen parte de ella los Departamento del Casanare y Norte de Santander.

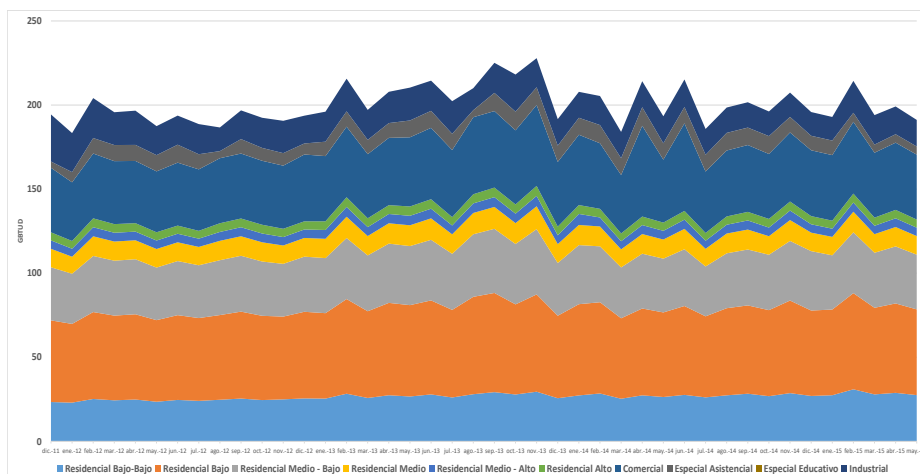
Ilustración 20. Consumo Usuarios Regulados Mayo 2015



(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015)

Del total del consumo realizado por los usuarios regulados, cerca del 85 % corresponde a la Región del Interior, cerca del 14% corresponde a la Región de la Costa Atlántica y aproximadamente el 1% corresponde a las Zonas Aisladas.

Ilustración 21. Consumo Nacional de Gas Usuarios Regulados Diciembre 2011- Mayo 2015



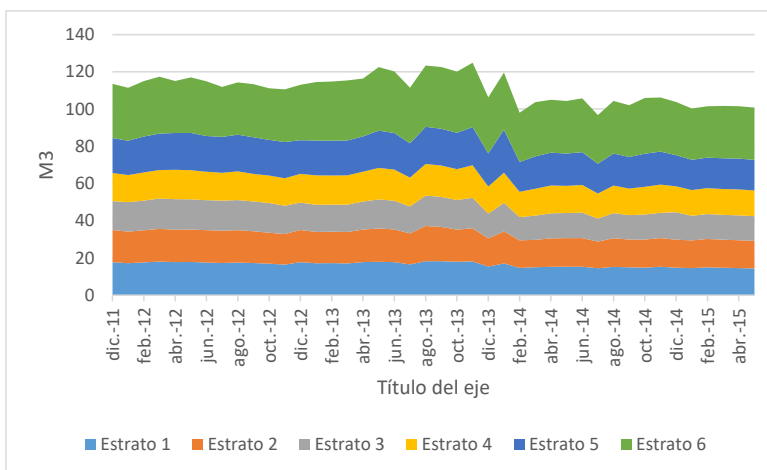
(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015, 2019)

Así mismo, el gráfico 21 detalla como el consumo realizado por los usuarios pertenecientes al estrato 2 y al sector comercial son cerca del 45 % del consumo total regulado, siendo 24.96 % el primero y 19.21% el segundo. También se destaca el peso porcentual del consumo realizado por los usuarios del estrato 3, 1 y del sector industrial con 16.03%, 12.73% y 8.44% del consumo total respectivamente.

2.5.3.4 Consumo Promedio de Gas Regulado Interior

Los usuarios residenciales pertenecientes al estrato 6, son en promedio, quienes más consumieron durante el periodo observado, realizando cerca del 25% del consumo promedio total de la Región del Interior.

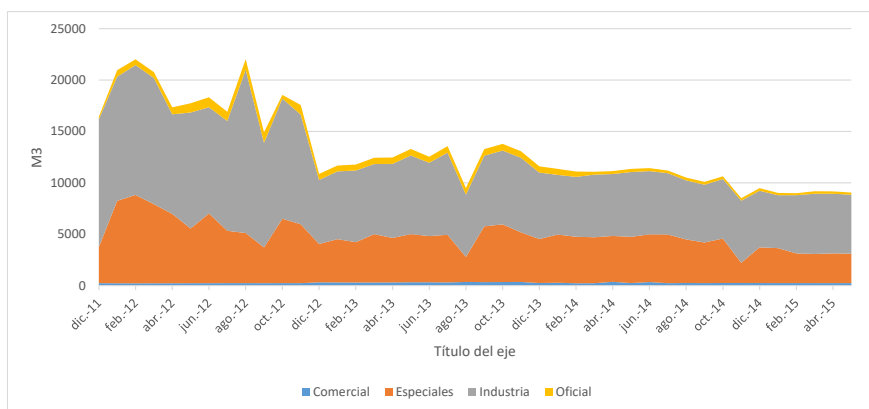
Ilustración 22. Consumo Promedio Usuarios Residencial Interior Diciembre 2011- Mayo 2015



(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015, 2019)

Por su parte, el gráfico 23 muestra cómo de los usuarios regulados no residenciales, aquellos pertenecientes al sector industria tipo 1, son en promedio quienes más consumen gas, siendo cerca del 58.1% del consumo total. Le siguen en importancia, el sector especial 35.10%, el oficial con 3.85% y el comercial con 2.25%.

Ilustración 23. Consumo Promedio Usuarios No Residencial Interior Diciembre 2011- Mayo 2015



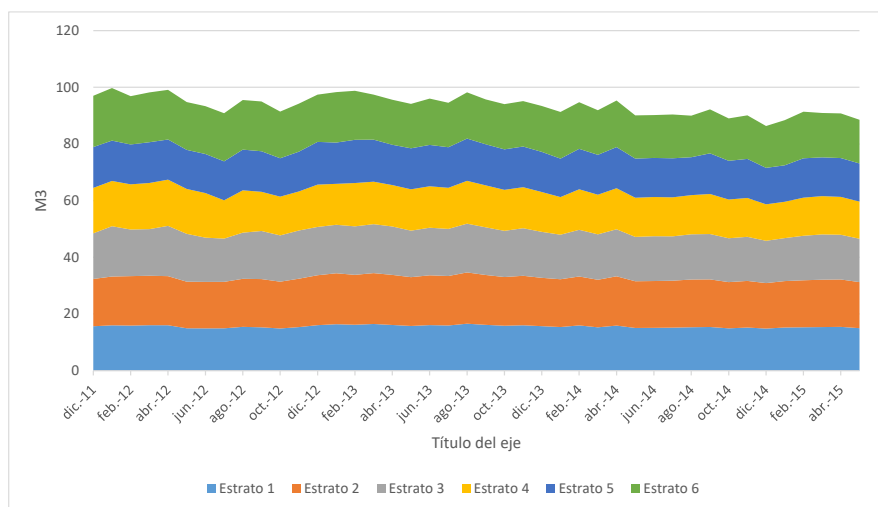
(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015, 2019)

De manera similar, el gráfico 21 permite detallar una tendencia decreciente en cuanto al consumo promedio de los diferentes usuarios no residenciales de la Región del Interior, respecto del periodo observado.

2.5.3.5 Consumo Promedio de Gas Regulado Costa Atlántica

A diferencia de lo observado en la Región del Interior, en la Región de la Costa Atlántica, los usuarios pertenecientes al estrato 2 son quienes en promedio consumen mayores cantidades de gas cerca del 18.16% del total, seguidos por el consumo promedio de los usuarios del estrato 3 17.41% y 17.40% del estrato 6 (ver gráfico 24).

Ilustración 24. Consumo Promedio Usuarios Residencial Costa Diciembre 2011- Mayo 2015

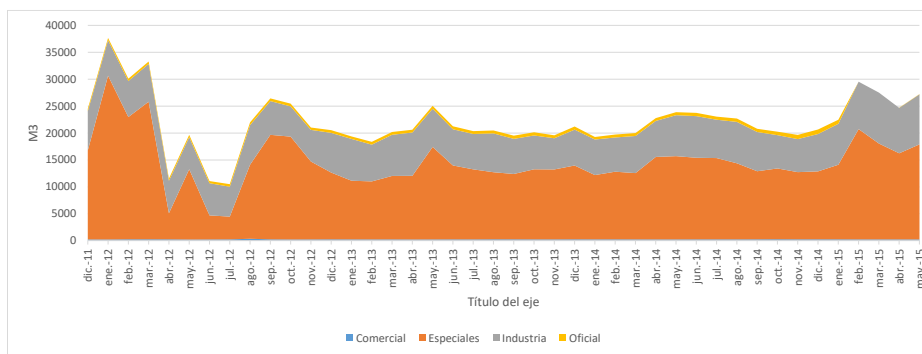


(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015, 2019)

Respecto del consumo promedio de los usuarios No residenciales, en la Región de la Costa Atlántica la mayor participación es para el Sector Especiales 63.42%, seguido del sector industrial tipo 1 33.93%, el oficial con 2.38% y el comercial con 1.17%.

En el gráfico 25 se aprecia una gran caída en el consumo iniciada en el mes de marzo del año 2012, en parte es debido a que la Ley del Plan Nacional de Desarrollo dispuso la exención del pago de contribución para algunos usuarios industriales, estos usuarios beneficiados han sido catalogados por las empresas distribuidoras como especiales, por lo tanto, se observa una disminución de la demanda de usuarios industriales regulados, así como mantenimiento de instalaciones entre otros. (Concentra, 2012).

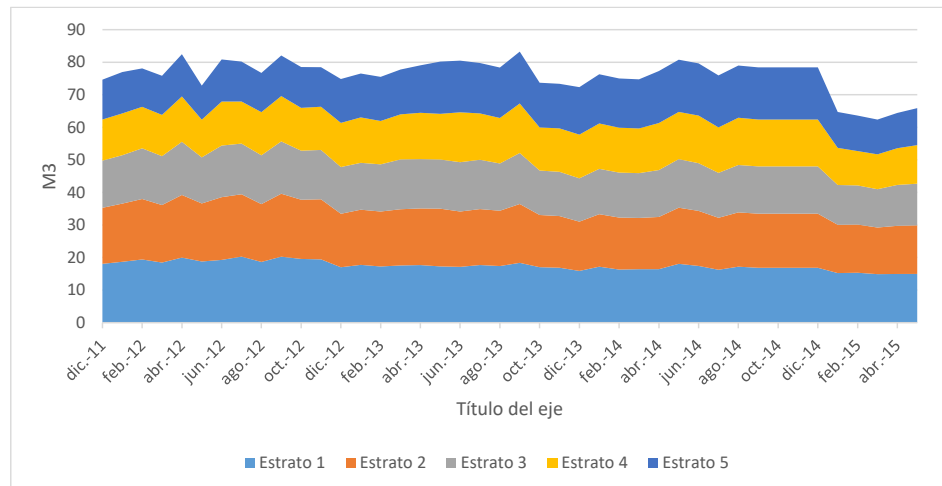
Ilustración 25. Consumo Promedio Usuarios No Residencial Costa Atlántica Diciembre 2011- Mayo 2015



(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015, 2019)

2.5.3.6 Consumo Promedio de Gas Regulado Zonas Aisladas

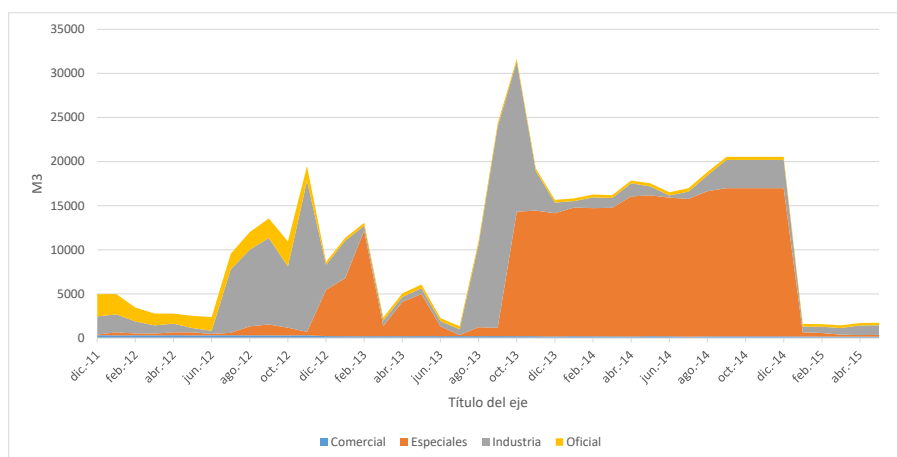
Ilustración 26. Consumo Promedio Usuarios Residencial Zonas Aisladas Diciembre 2011- Mayo 2015



(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015, 2019)

En cuanto al consumo promedio de los usuarios No residenciales en las Zonas Aisladas, resalta el hecho de que el consumo en el estrato 6 es casi nulo. Los usuarios que en promedio consumen más son los pertenecientes al estrato 1 con 22.14% del consumo total, seguidos de los usuarios de los estratos 2 y 3 con 21.45% y 18.30% respectivamente, cierran en importancia los usuarios pertenecientes al estrato 5 con 15.51% y el estrato 4 con 17.05%.

Ilustración 27. Consumo Promedio Usuarios No Residencial Zona Aislada Diciembre 2011- Mayo 2015



(Elaboración propia con datos concentra 2011-2015, 2019)

El comportamiento del consumo promedio de los usuarios no residenciales para las zonas Aisladas, obedece en parte a que se dan mantenimientos que afectan a los consumidores al mismo tiempo que se presentan restricciones en la demanda de gas que ocasiones que se utilicen sustitutos.

2.5.7 Precios del gas natural en Colombia

“Los precios de gas natural en boca de pozo en nuestro país en un comienzo eran regulados..., la primera norma que se expidió en Colombia para fijar el precio de gas natural en boca de pozo fue la resolución 039 de 1975 para el gas de La Guajira, emitida por la Comisión de Precios del Petróleo y Gas. Previo a esto, las tarifas eran fijadas por el MME con base en lo reglamentado por el Código de Petróleos. Mas adelante, mediante la Resolución 061 de 1983, se decretaron precios para el gas asociado y no asociado del interior del país” (Promigas SA ESP, 2014).

Décadas después, con la creación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, y mediante la expedición de la resolución 119 de 2005, se modificó la manera como se actualizaban los precios para los campos de Guajira, Opón y Cusiana.

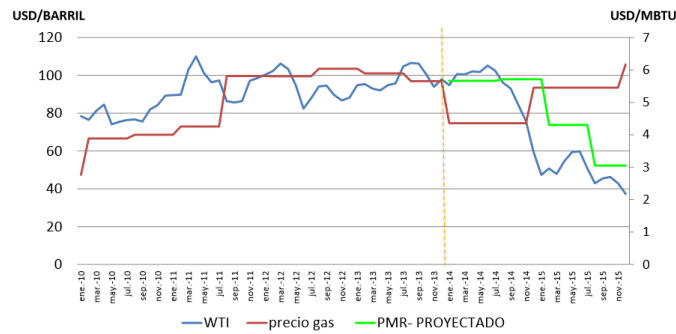
Semestralmente Guajira y Opón debían ajustarse de acuerdo a la variación del índice New York Harbor Residual Fuel Oil. Por su parte, al gas proveniente de Cusiana se le estableció un tope máximo de 1.40 USD hasta que la capacidad de la planta de tratamiento del gas asociado superara los 180 Mpcd³².

En el año 2006 se estableció de nuevo en los campos de la Guajira la modalidad contractual *Take or Pay* y la modalidad *Opción de Compra de Gas*, “en la modalidad contractual “take or pay”, el precio acordado debía ser menor que el tope máximo instituido en la Resolución 119 de 2005, mientras que en la modalidad contractual OCG, el precio podía superar los límites a estos establecidos en dicha resolución.” (Promigas SA ESP, 2014) En este mismo año la producción de Cusiana supero el tope máximo establecido.

La estimación del precio del gas natural en boca de pozo de los campos regulados de Guajira y Opón se realiza siguiendo el procedimiento establecido en la Resolución CREG 119 de 2005, 187 de 2010 y 199 de 2011 (ver gráfico 28), y, con respecto a Cusiana pese a que su precio es libre desde 2006, la Unidad de Planeación Minero Energética UPME espera una uniformización de los precios de Cusiana y Guajira (Unidad de Planeación Minero Energética, 2012) por lo que asume que el precio de Cusiana no puede ser mayor que el de Guajira (ver gráfico 29). Sin embargo, al hacerla se debe tener en cuenta que no es un bien homogéneo, no solo por su calidad, sino por los factores de costos de transporte y condiciones de contratación. Por lo tanto, se debe afirmar en la presente sección que, debido a la regulación nacional, el precio del gas en boca de pozo puede ser regulado o no regulado y, además, que el mismo depende de la fuente de suministro.

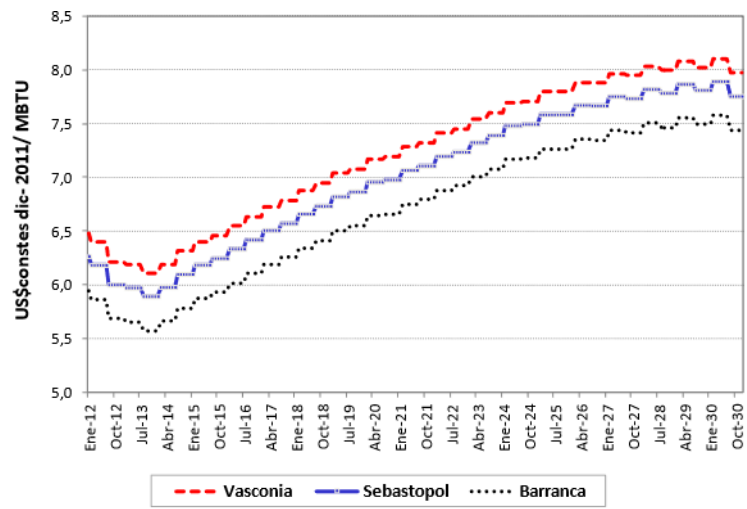
³² Para cualquier campo futuro la CREG no establece topes máximos

Ilustración 28. Evolución Precio del Gas Natural en Guajira



(ANDI, s.f.)

Ilustración 29. Proyección precio boca de pozo Gas Cuciana



(Unidad de Planeación Minero Energética, 2012)

2.6 Agentes Participantes del Sector en Colombia

Previamente se han explicado los cuatro grandes eslabones de la cadena de producción del gas natural. Siendo el primero (transporte hasta la cabecera de gasoducto troncal) aquel que pertenecen a la denominada etapa *Upstream*.

En cuanto al segundo y tercer eslabón hacen referencia a lo que se denomina *Midstream*, este sector intermedio resulta fundamental para unir las áreas de producción de gas y demás energéticos, y los centros poblados o puntos geográficos en donde se encuentran los consumidores³³. Por su parte, el termino Downstream hace referencia especialmente al cuarto eslabón de la cadena, principalmente al consumo del gas ya sea como combustible o materia prima.

A continuación, se presenta un diagnóstico con las diferentes empresas participantes de la Cadena de Valor del Gas Natural para el periodo 2011- 2015 (ver tablas 7,8, 9 y 10).

³³ En Colombia, el gas natural se transporta desde las zonas de producción hasta las zonas de consumo por medio del Sistema Nacional de Transporte

Tabla 7. Empresas Participantes Cadena de Gas Natural – Producción

ITEM	PRODUCTORES-COMERCIALIZADOR	CAMPO
1	INTEROIL COLOMBIA E&P	Mana.
2	NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	Guando, Guando SW.
3	CHEVRON PETROLEUM COMPANY	Chuchupa, Ballena, Riohacha.
4	SPEP ENERGY NETHERLANDS BV	Cusiana (Tauramena), Cusiana (Río Chitamera), Cusiana Norte.
5	SANTIAGO OIL COMPANY	Cusiana (Río Chitamera), Cusiana Norte, Cusiana (Tauramena).
6	EQUION ENERGÍA LIMITED	Cusiana (Río Chitamera), Cusiana Norte, Cusiana (Tauramena), Floreña, Pauto Sur.
7	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. SUCURSAL	Kona, Maracas, La Casona.
8	PETROAMERICA INTERNATIONAL COLOMBIA CORP SUCURSAL	Balay, Casona, Maracas.
9	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	Totoyaco, Mary, Mirafior. Costayaco, Moqueta. Juanambú, Guayuyaco.
10	PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LTDA. (PETROBRAS COLOMBIA LIMITED)	Balay, Guando SW, Matachín Norte y Sur, Purificación, Guando, Trinidad, La Cañada Norte.
11	SORGENIA E&P COLOMBIA BV	Balay. Brillante.
12	PETROLIFERA PETROLEUM (COLOMBIA) LIMITED	Turpial. Juanambú, Guayuyaco. Costayaco, Moqueta.
13	ECOPETROL S. A.	Abánico, Apiay, Arrayán, Balcón, Ballena, Chuchupa, Brisas, Caño Garza, Chaparro, Cira Infantas, Corazón West, Corocora, Cravo Sur, Cupiagua, Cusiana (Río Chitamera), Cusiana (Tauramena), Floreña, Pauto Sur, Cusiana Norte, Dina Cretáceos, Dina Terciarios, Espino, Gibraltar, Guaduas, Guando, Guayuyaco, Juanambú, La Cañada Norte, La Gloria, La Jagua, Payoa, Lisama, Llanito, Loma Larga, Mana, Mary, Matachín Norte y Sur, Moriochal, Opón, Ortega, Pacandé, Palermo, Provincia, Purificación, Rancho Hermoso, Remache Norte, Remache Sur, Río Ceibas, Río Zulia, Riohacha, San Francisco, Santa Clara, Santiago, Sardinata, Tibú, Serafín, Tello, Tempranillo, Tenai, Tocaría, Toldado, Toquí Toquí, Toroyaco, Toy, Yaguara, Yarigüi Canta Gallo, Lisama Profundo, Lisama Norte, Corazón, Guando SW, La Salina, Pijao.
14	APEX ENERGY INC	Colón, Juglar.
15	REND LAKE CORP	Colón, Juglar.
16	PETRÓLEOS DEL NORTE	Los Ángeles, Querubín, Tronos, Serafín, Santa Lucía, Doña María, Colón, Juglar.
17	NORTH RIDING INC SUCURSAL COLOMBIA	Chuirá, Acordionero, Zoe.
18	PETROLATINA ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	Chuirá, Acordionero, Zoe.
19	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	La Creciente, La Creciente D, Apamate, Abarico, Guaduas, Cerrito, T. Burns.
20	PETROSANTANDER COLOMBIA INC.	Payoa, La Salina, Corazón, Corazón West, Corazón West C., Corazón 9, Payoa West, Liebre, Serafín, Querubín, Santa Lucía.
21	HOCOL	Mamey, Bonga, La Cañada Norte, La Hocha, Caño Garza, Corocora, Cravo Sur, La Gloria, Morichal, Oropendola, Remache Norte, Remache Sur, Tocaría, Vireo.
22	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA OCCIDENTAL ANDINA LLC	Arianna, Katana, Cañaflecha, Nelson. La Cira Infantas.
23	CANACOL ENERGY COLOMBIA S. A.	Rancho Hermoso, Rancho Hermoso Mirador.
24	OCCIDENTAL ANDINA LLC/CANACOL ENERGY COLOMBIA S. A.	La Cira Infantas.
25	COMPANÍA OPERADORA PETROCOLOMBIA SAS	Opón.

(Elaboración propia con información de CREG, ECOPETROL y Resolución MME 72206, 2014)

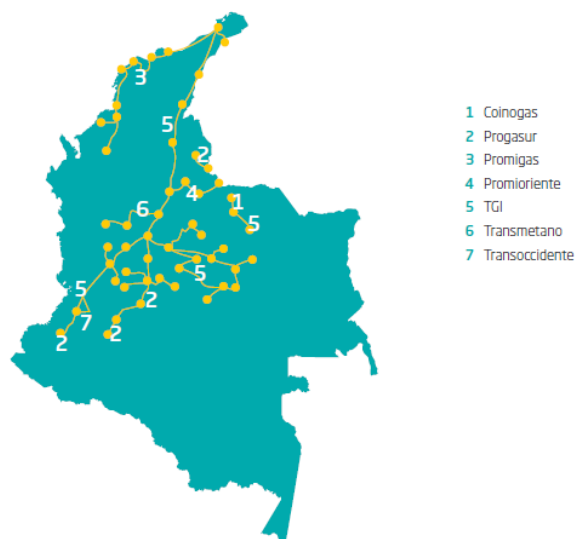
Acorde con las fuentes consultadas, existen 25 agentes -la mayoría extranjeros- productores de Gas Natural de Colombia, destacando Chevron, Ecopetrol y Equion Energía como aquellos operadores de los Campos Ballena, Chuchupa, Cupiagua y Cusiana, que representan cerca del 76% de la producción nacional de Gas Natural.

Tabla 8. Empresas Participantes Cadena de Gas Natural - Transporte

ITEM	Empresas Transportadoras de Gas
1	TGI
2	Promigas
3	Progasur
4	Transmetano
5	Transcogas
6	Trasoriente
7	Transgastol
8	Transoccidente
9	Coinobras
10	Mc2 Sociedad Por Acciones Simplificada Empresa De Servicios Publicos
11	Ecopetrol

(Elaboración propia con información de CREG, ECOPETROL 2013-2014)

Así mismo, La Comisión de Regulación de Energía y Ecopetrol reportan 11 agentes listados para participar del eslabón del transporte del gas natural -aunque no todos se encuentran operando- mediante los gasoductos que componen el Sistema Nacional de Transporte, destacando Promigas y TGI como aquellos con la mayor capacidad de transporte³⁴ (ver tabla 9).

Ilustración 30. Sistema Nacional de Transporte

³⁴ Son ocho las empresas transportadoras de gas natural que operan actualmente en el país así: PROMIGAS, ECOGAS, TRANSMETANO, TRANSCOGÁS, TRANSOCCIDENTE, TRANSORIENTE, GASODUCTO DEL TOLIMA Y PROGASUR

(Informe del sector de gas natural 2014 con datos de Ecopetrol)

El gráfico 30 muestra el Sistema Nacional de Transporte que, como ya se ha mencionado conecta los centros de producción con los principales puntos de consumo, la infraestructura existente es de aproximadamente 7.690 kilómetros, llega a 24 departamentos y a más de 640 poblaciones. Los más grandes transportadores son: PROMIGAS con más de 2.363 Km, TGI con 4.503 Km (incluyendo los Km de TRASCOGAS) y TRANSORIENTE con 333 Km³⁵.

³⁵ Es importante aclarar que el Sistema Nacional de Transporte dispone de pequeños subsistemas regionales para movilizar el gas que no han sido incluidos en el documento.

Tabla 9. Sistema Nacional de Transporte de Gas

Gasoducto	Longitud Troncal	Longitud Ramal	Diametro	Capacidad de Transporte	Departamentos	Propietario	Operador
Ballena-Barrancabermeja	578 Km	193 Km	18 pulgadas	260 MPCD	Cesar, Magdalena, Santander, Guajira	TGI S.A ESP	TGI S.A ESP
Centro Oriente	941.41 Km	145 Km	6 -22 Pulgadas	436 MPCD	Santander, Boyacá, Huila, Caldas, Cundinamarca, Tolima, Guajira	TGI S.A ESP	TGI S.A ESP
Mariquita - Cali	343 Km	417 Km	20 Pulgadas	168 MPCD	Tolima, Caldas, Risaralda, Quindio, Valle	Transgas de Occidente S.A.	Transgas de Occidente S.A.
Cusiana Bogotá	306 Km	103 Km	6 - 12 Pulgadas	30 MPCD	Casanare, Meta, Cundinamarca	TGI S.A ESP	TGI S.A ESP
Morichal - Yopal	13 Km	-	4 Pulgadas	5 MPCD	Casanare	TGI S.A ESP	TGI S.A ESP
Boyaca - Santander	180 Km	125 Km	6-10 Pulgadas	63.7 MPCD	Boyaca, Santander	TGI S.A ESP	TGI S.A ESP
Cusiana - Porvenir	405.8 Km	-	20 Pulgadas	392 MPCD	Casanare, Meta, Boyacá, Santander	TGI S.A ESP	TGI S.A ESP
Gasoducto de la Sabana	150 Km	-	20 a 6 Pulgadas	140 MPCD	Cundinamarca	TGI S.A ESP	Gas Natural S.A ESP
Gasoducto al sur Neiva-Hobo	52.62 Km	-	8 Pulgadas	2.765 KPCD	Huila	Progasur	Progasur
Gasoducto Flandes - Girardot-Ricaurte	Flandes Girardot 5 Km Girardot - Ricaurte 7 Km	-	4 Pulgadas	Flandes - Girardot 1.946 KPCD	Tolima, Cundinamarca	Progasur	Progasur
Flandes - Guando	39.8 Km	-	6 5/8 Pulgadas	10.738 KPCD	Tolima	Petrobras	Petrobras
Gasoducto Tane/Cácota Pamplona	17.90 Km	-	6 Pulgadas	360 KPCD	Norte de Santander	Progasur	-
Guando - Fusagasuga	38.12 Km	-	3 Pulgadas	957 KPCD	Tolima, Cundinamarca	Progasur	Progasur
Chicoral	27.05 Km	-	6 Pulgadas	12.015 KPCD	Tolima	Progasur	Progasur
Pradera-Jamundi-Popayan	-	119.58 Km	4 Pulgadas	3.675 KPCD	Valle del Cauca, Cauca	Progasur	Progasur
Buenos Aires - Ibagué	18.87 Km	-	6 pulgadas	15.552 KPCD	Tolima	Progasur	Progasur
Campo Sardinata - Cúcuta	66.2 Km	-	4 Pulgadas	4.3 MPCD	Norte de Santander	Gas del Oriente	-
Sebastopol-Medellín	147.53 Km	-	14-12 Pulgadas	72.5 MPCD	Santander, Antioquia	Ecopetrol	Tranmetano
Barrancabermeja-Payoa-Bucaramanga	160 Km	-	8-6 Pulgadas	35.800 KPCD	Santander	Promigas	Promioriente
Gibraltar-Bucaramanga	177.15 Km	-	12 Pulgadas	49.900 KPCD	Norte de Santander, Boyaca	Promigas	Promioriente
Ballena - la Mami	143 Km	-	20 pulgadas	550.3 MPCD	Guajira Atlántico,	Promigas	-
La Mami Barranquilla	142 km	-	20 pulgadas	550.3 MPCD	Atlantico	Promigas	-
Barranquilla-Cartagena	113 Km	-	20 pulgadas	240.36 MPCD	Atlántico, Bolivar	Promigas	-
Cartagena - Sincelejo	-	-	10 pulgadas	18.1 MPCD	Bolivar, Sucre	Promigas	-
SRT - Red Mamonal	-	-	-	174.77 MPCD	Sucre	Promigas	-
Sincelejo - Jobo	70 Km	-	10 pulgadas	9.8 MPCD	-	Promigas	-
La Creciente - Sincelejo	-	-	-	60 MPCD	Sucre	Promigas	-

(Elaboración propia con información de CREG, ECOPETROL, UPME y Empresas 2010-2015)

Está conformado por dos subsistemas a saber: I) subsistema de la Costa Atlántica con la línea Ballena, Barranquilla, Cartagena y Cerromatoso y II) el subsistema del interior que comprende principalmente las líneas Ballena, Barrancabermeja, Vasconia, Cali, Cusiana, Apiay, Bogotá y Cusiana, Porvenir, La Belleza, Vasconia, Cali, más las líneas Sebastopol-Medellín, Payoa-Provincia-Bucaramanga, estación de entrega Yumbo-Cali, Campo de producción de Hobo-Neiva estación Cogua-Bogotá y el Gasoducto del Tolima.

Teniendo en cuenta lo descrito hasta ahora en el presente capítulo en cuanto a origen de suministro, regulación de precios, centros de consumo agentes, en principio se puede afirmar que dado que existen dos grandes centros de producción de gas ubicados geográficamente en departamentos distantes (Casanare y Guajira), esto puede incidir no sólo en los costos de transporte, el abastecimiento de los mercados, en las propiedades físico químicas del gas, la forma de producirlo y de tratarlo; todo para entregarlo al consumidor final.

Por lo tanto, la existencia de dos mercados de gas que parecen no estar integrados - el mercado del interior y el de la costa atlántica- implica la presencia de monopolios en cada uno de ellos, con lo que el gas proveniente de la Guajira es menos competitivo en la zona de Boyacá-Santander y de manera similar pero inversa, el gas proveniente del Casanare (Cusiana, Cupiagua y otros) en la Costa Atlántica es menos competitivo.

Tabla 10. Empresas Participantes Cadena de Gas Natural – Distribución

Item	Empresas Distribuidoras - Comercializadoras de Gas	Ubicación
1	Alcanos de Colombia Area Exclusiva centro y Tolima	CIUDAD SEDE IBAGUE
2	Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	Neiva (Huila)
3	Edalgas S.A. E.S.P.	IBAGUE (TOLIMA)
4	Eligas Gas Natural S.A. E.S.P.	SEDE PRINCIPAL EN MANIZALES, SUCURSALES EN PEREIRA Y ARMENA
5	Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.	Via Aguazul-Yopal / Casanare.
6	Empresa Integral de Servicios Op&S Construcciones S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE IBAGUE (TOLIMA)
7	Empresa Municipal de Servicios Públicos de Orocué S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Orocué (Casanare)
8	Empresa Nacional de Energía y Gas S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Bogotá, D.C. (Bogotá, D.C.)
9	Empresa Públicas de Medellín E.S.P.	Medellín, Antioquia,
10	Espigas S.A. E.S.P.	Moriquirá, Boyacá. Sucursal en la ciudad sede Bucaramanga (Santander)
11	GB Proyectos Energeticos S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Bogotá, D.C. (Bogotá, D.C.), Tambien en Choconta Cundinamarca y Pacho Cundinamarca
12	Gas de la Orinoquia S.A. E.S.P.	Villaviecnio (Meta)
13	Gas natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Bogotá, D.C. (Bogotá, D.C.)
14	Gas natural del Cesar S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Bucaramanga (Santander)
15	Gas natural de Oriente S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Bucaramanga (Santander)
16	Gas natural S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Bogotá, D.C. (Bogotá, D.C.)
17	Gases de la Guajira S.A. E.S.P.	Riohacha, La Guajira
18	Gases de Occidente Area Exclusiva	CIUDAD SEDE Cali (Valle)
19	Gases de Occidente S.A. E.S.P.	Santiago de Cali (Valle del cauca)
20	Gases del Caribe S.A. E.S.P.	Ciudades sedes Barranquilla, Santa Marta y Valledupar
21	Gases del Cusiana S.A. E.S.P.	Ciudad sede Yopal (Casanare)
22	Gases del Llano S.A. E.S.P.	ciudad sede Villaviecnio (Meta)
23	Gases del Oriente S.A. E.S.P.	ciudad sede Cucuta (Norte De Santander)
24	Gases del Sur de Santander S.A. E.S.P.	Ciudad sede Barbosa (Santander)
25	Gni Gas natural Industrial de Colombia S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Bogotá, D.C. (Bogotá, D.C.)
26	Ingeniería y Servicios S.A. E.S.P.	Puntos de Atención Bucaramanga (Santander), Lenguazaque (Cundinamarca), Guacheta(Cundinamarca), Sotaquirá (Boyaca), San Jose de pare (Boyaca), Turquesmes (Nariño).
27	Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	Mancera Acacias (Meta)
28	Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.	Floridablanca, Santander
29	Nacional de Servicios Públicos Domiciliarios S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Bogotá, D.C. (Bogotá, D.C.)
30	Promesa S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Bucaramanga (Santander)
31	Promigas S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Barranquilla
32	Promotora de Servicios Públicos de Utaba S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Apartado (Antioquia)
33	Promotora de Servicios Públicos S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Bucaramanga (Santander)
34	Servicios Públicos y Gas S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Neiva (Huila)
35	Servicios Públicos Ingeniería y Gas S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE IBAGUE (TOLIMA)
36	Sociedad de Unidad Empresarial de Servicios Públicos Publiservicios S.A.	CIUDAD SEDE Garragoé (Boyaca)
37	Surocolombiana de Gas S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Neiva (Huila)
38	Surenergy S.A.S. E.S.P.	CIUDAD SEDE Bogotá, D.C. (Bogotá, D.C.)
39	Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Cartagena De Indias (Bolívar)
40	Vida Gas por Naturaleza S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Bogotá, D.C. (Bogotá, D.C.)
41	Yavegas S.A. E.S.P.	CIUDAD SEDE Bogotá, D.C. (Bogotá, D.C.)

(Elaboración propia con información de CREG, ECOPETROL y Resolución MME 72206, 2014)

Respecto del eslabón de Comercialización, la tabla 5 muestra la presencia de 41 agentes con ubicación principal en 31 municipios del país. Cabe aclarar que estos agentes están registrados ante la Comisión de Regulación de Energía y Ecopetrol con lo que no se

descarta la existencia de otros, también dedicados a la comercialización de gas natural en Colombia.

2.7 Termoeléctricas

La industria nuclear española define una central termoeléctrica como una instalación empleada en la generación de energía eléctrica a partir de liberación de energía en forma de calor, normalmente mediante la combustión de combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón³⁶ (Foro Nuclear, 2010).

Las tecnologías para generación de energía, a través de procesos térmicos más usadas en Colombia son las Turbinas a vapor en ciclo Rankine, Turbinas a gas, en ciclo simple y en ciclo Stig y ciclo combinado, y las tres razones fundamentales son la facilidad adquisición de dichas tecnologías, la alta eficiencia y la disponibilidad del tipo (Lopez & Sanchez, 2007).

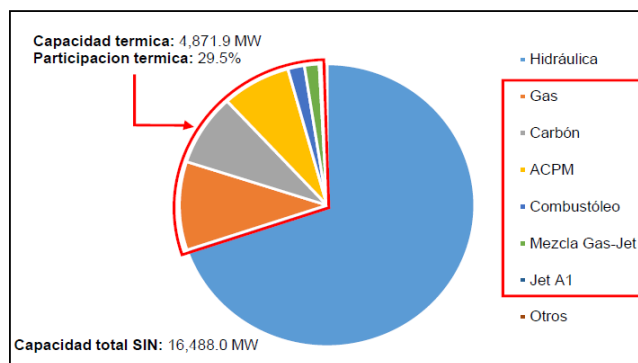
El servicio de prestación de energía eléctrica en Colombia data de finales del siglo XIX, como consecuencia de emprendimientos privados para generar, distribuir y comercializar electricidad. Fenómeno que fue reafirmado con el Decreto 700 de 1993 como resultado del racionamiento de energía sufrido entre el 2 de mayo de 1992 y el 7 de febrero de 1993, mediante el cual se fijaron normas y se otorgaron garantías para la entrada de inversionistas privados en el negocio de la generación (Unidad de Planeación Minero Energética, 2015).

Es de gran interés para el presente trabajo la capacidad de generación eléctrica de las instalaciones acá mencionadas porque de acuerdo con el documento Proyección de los Precios Energéticos para Generación Eléctrica (Unidad de Planeación Minero Energética,

³⁶ No es objeto del presente trabajo detallar los componentes y el funcionamiento de las centrales termoeléctricas. El funcionamiento de las centrales termoeléctricas, las tecnologías utilizadas y sus componentes y se explica en (Lopez & Sanchez, 2007).

2015), el parque térmico aporte el 29.5% (equivalente a 4,871.9 MW) del total de la capacidad instalada 16,488.0 MW (ver Gráfica 31).

Ilustración 31. Participación de Capacidad Instalada Térmica



(Unidad de Planeación Minero Energética, 2015)

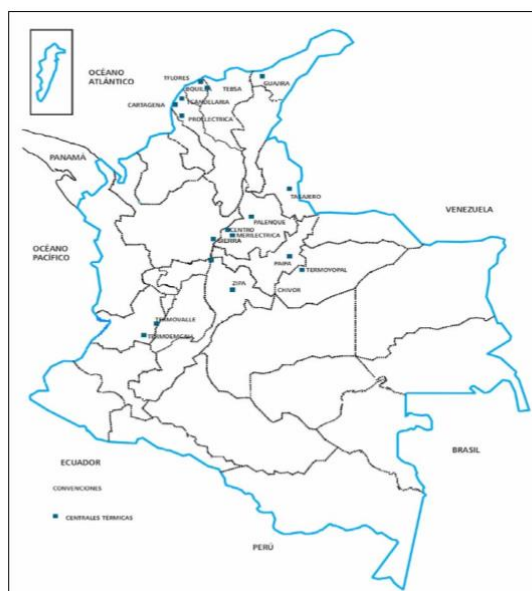
A continuación, se enumeran las unidades de generación térmica³⁷ que utilizan gas como insumo para la generación (ver tabla 11), Allí se observa que el sistema cuenta con 1,931.5 MW instalados distribuidos en 16 unidades. La mayor contribución está en el departamento del Atlántico donde se concentra cerca del 65% de las unidades de generación térmica a gas, distribuidas así: Tebsa dispone de 791 MW y Flores 4b de 450 MW, seguido por el departamento de Santander con cerca del 25% principalmente por la capacidad instalada de las unidades Termocentro y Merielectria. El restante 10% se concentra en los departamentos de Bolívar, Casanare y Tolima (Unidad de Planeación Minero Energética, 2015).

³⁷ En la figura 4.1 se puede observar la ubicación geográfica de las instalaciones, la que en principio responde a la eficiencia del proceso toda vez que al aumentar la altitud la eficiencia de las maquinas empleadas en la generación de energía disminuye (Lopez & Sanchez, 2007)

Tabla 11. Unidades de Generación térmica del SIN operadas con gas natural

Unidad Térmica	Ubicación	Capacidad MW
Tebesa	Atlántico	791
Flores 4b	Atlántico	450
Termocentro*	Santander	264
Merilectrica 1	Santander	167
Proelectrica 1	Bolivar	45
Proelectrica 2	Bolivar	45
Termoyopal 2	Casanare	30
Barranca 3	Santander	24
Cimarrón	Casanare	20
El morro 1	Casanare	19,9
El morro 2	Casanare	19,9
Termoyopal 1	Casanare	19,9
Barranca 1	Santander	12
Barranca 2	Santander	12
Purificación	Tolima	8
Termopiedras	Tolima	3,8
Total		1931,5

(Unidad de Planeación Minero Energética, 2015)

Ilustración 32. Ubicación de las Centrales termoeléctricas en Colombia

(Lopez & Sanchez, 2007)

Ya se ha mostrado previamente que en promedio la relación de consumo entre los usuarios regulados y no regulados es de 20% - 80% para el periodo de estudio (ver gráfico 18). Del 80% correspondiente a los usuarios no regulados, el consumo promedio mensual fue de: I) 34.62% (288.12 GBTUD) las termoeléctricas, II) 30.04% (245.36GBTUD) el sector industrial y III)12.94% (104.61 GBTUD) las refinerías; el porcentaje restante se completa totalizando los consumos de los sectores comercial, del transporte, GNVC, petroquímico, oficiales y exportación (ver gráfico 19).

Esta gran participación de las termoeléctricas en cuanto consumo de gas tiene un efecto directo sobre la demanda del bien, debido a que las compras que realicen dependerán en buena parte de la capacidad de los embalses, los que de forma similar se encuentran correlacionados con los fenómenos climáticos, el niño principalmente, con lo que es posible deducir que en tiempos de sequía el requerimiento de las centrales térmicas es alto puesto que la capacidad de producción de los generadores hidroeléctricos es baja (Unidad de Planeación Minero Energética, 2015). Así las cosas, durante ciertos periodos del año es posible que debido al consumo de las termoeléctricas se reduzca la disponibilidad de gas para por ejemplo la demanda de la industria, al mismo tiempo que aumentan los precios de la electricidad que se traslada al usuario final.

2.8 Estructura del Mercado de gas colombiano

Una vez revisada la oferta y la demanda de gas natural en Colombia, es necesario mencionar la reglamentación del mercado colombiano, la cual se realizó mediante la resolución CREG 089 de 2013, y en donde además se establecieron los mercados primario y secundario del gas.

El mercado primario, es aquel donde los productores comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. También es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte. Es importante mencionar que se permite la negociación bilateral directa entre vendedores y compradores si la demanda de gas no excede la oferta en un periodo de tiempo de 3 años. De no ser así, para la comercialización se requiere de subastas gestionadas de manera centralizada por el Gestor del Mercado.

El mercado secundario, es aquel donde los participantes con derechos de suministro de gas y con capacidad disponible secundaria pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado.

En cuanto a la figura del Gestor de Mercado, hay que decir que entró en operaciones en el año 2015 y sus funciones son recopilar, centralizar y hacer pública la información transaccional y operativa del sector, optimizar el uso de infraestructura de suministro y transporte con el objetivo de darle mayor competitividad y competencia al mercado, y gestionar los mercados Primario y Secundario participando como intermediario.

En general se puede argumentar que los tipos de agentes que participan del mismo son: I) Productores, II) Comercializadores, III) Transportadores, IV) Distribuidores y V) Usuarios finales. Los productores y los comercializadores de gas importado pueden vender suministros de gas en el Mercado Primario a comercializadores y directamente a usuarios no regulados, los cuales pueden comercializar en el mercado secundario.

Así las cosas, la suma de las transacciones de compraventa de gas natural, o de capacidad de transporte en el mercado primario y en el mercado secundario, las transacciones

de intermediario comercial ya sea de compra, transporte, distribución o venta a usuarios finales conformaran el mercado mayorista de gas natural.

2.9 Tipo de Mercado de gas en Colombia

Ahora bien, la industria del gas natural es una red en donde segmentos particulares, como la distribución y el transporte son considerados como monopolios naturales; la oferta depende de dos grandes campos productores ubicados en zonas geográficas distintas lo que por supuesto afecta los usuarios finales que pueden ser abastecidos, también afecta las propiedades fisicoquímicas del hidrocarburo, lo que favorece la conformación de mercados regionales; además hay que mencionar que a pesar de los esfuerzo realizados por el gestor de mercado, no parecen darse las condiciones de acceso perfecto a la información para todos los agentes, por lo que si se hace una comparación de las principales características entre lo que la teoría microeconómica afirma de un mercado eficiente y el mercado colombiano, tenemos las siguientes generalidades:

Tabla 12. Tipo de Mercado de gas en Colombia

Mercado Eficiente	Mercado Colombiano
Los agentes no tienen influencia en la formación de precios	Productores definen el precio.
Productos Homogéneos en todo el mercado	El gas natural en Colombia dista de ser un bien homogéneo, no solo por las diferencias en la calidad de producto sino, principalmente, por factores como los costos de transporte y las condiciones de contratación que diferencian el producto transado

Mercado transparente en información y sin barreras de entrada	Se ha creado la figura del Gestor de Mercado del Gas lo que permite un mayor acceso a la información.
Movilidad perfecta de bienes y valores	Debido a la ubicación de los campos productores y a la tecnología e infraestructura de transporte, el flujo de gas no es bidireccional.
Gran número de compradores y vendedores Mercado	Alta concentración del mercado

(Elaboración propia con información ANDI o Fedesarrollo, 2019)

Por lo que es sencillo aventurarse a concluir que las condiciones del mercado de gas colombiano distan de lo que se afirma en la teoría microeconómica como competencia perfecta. Cabe resaltar que recientemente (Fedesarrollo, 2011), (Frontier , 2010) y (Alarcon, 2014), entre otros han tratado la estructura, características y fallas del mercado de gas natural en Colombia.

3. Análisis modelo vec para el precio del gas natural en Colombia.

En el presente trabajo mediante modelos de corrección de error vectorial VEC se analiza la relación entre los precios del gas natural en los segmentos Upstram y Downstream de la cadena de valor del gas natural, esto es: Precio del gas en la boca del pozo (Precio Upstream) de las principales fuentes de suministro, Guajira y Cusiana; y Precio del gas natural en el punto de recepción de las generadoras térmicas, usuarios no regulados del sector comercial e industrial y de los hogares que utilizan este energético.

3.1 Datos

Se utilizó la información mensual del período comprendido entre enero de 2012 y mayo de 2015 para las siguientes plantas de generación térmica: Guajira, Barranquilla, Cartagena, Merilétrica, Palenque, Isagen, Sierra, Dorada, Piedras, Valle, Cali, Yopal 1 y Yopal 2; facturas promedio de consumo de gas para los estratos 1 a 6³⁸.

Con la información disponible en la página web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, referente a los diferentes cargos de facturación de las empresas comercializadoras de gas, se realizó cálculo para estimar el valor promedio en COP de los consumos promedios realizados por los usuarios residenciales³⁹. Adicionalmente, se utilizó información disponible en el DANE referente al IPC para deflactar los precios inicialmente obtenidos correspondientes al consumo promedio y así descontar el efecto de la inflación⁴⁰.

Respecto de los precios de las fuentes de suministro (Upstream) y los puntos de recepción de las generadoras térmicas se recurrió a la información publicada por la Unidad de Planeación Minero Energética en el documento Proyecciones de Precios de Gas Natural y Combustibles Líquidos para Generación Eléctrica (Unidad de Planeación Minero Energética, 2012).

³⁸ Series deflactadas utilizando el IPC publicado por del DANE.

³⁹ Se tomó como referencia para el cálculo correspondiente a las regiones Interior y Costa Atlántica, la información tarifaria de las empresas Gas Natural SA ESP y Gases del Caribe SA ESP respectivamente, por ser empresas líderes en distribución y comercialización de gas en Colombia.

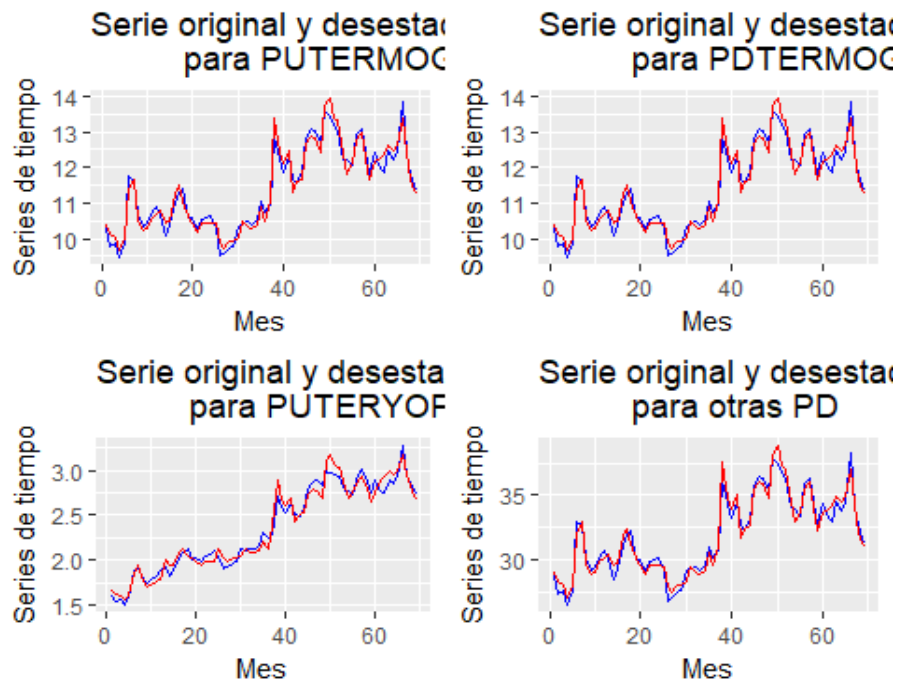
⁴⁰ El año base fijado por el DANE fue el 2008.

3.2 Método Empírico

El método propuesto requiere inicialmente de examinar las propiedades de las series de precios del gas natural, para lo cual se utiliza las pruebas de raíz unitaria y de Dickey – Fuller aumentada, para posteriormente probar el grado de integración del mercado del gas natural usando el test de cointegración y el respectivo modelo de corrección de errores.

A continuación, se presentan los gráficos de las series desestacionalizadas para PUTERMOGUAJIRA, PDTERMOGUAJIRA, PUYOPAL y la serie temporal construida como otras PD (ver gráfico 33).

Ilustración 33. Series Desestacionalizadas Termoeléctricas

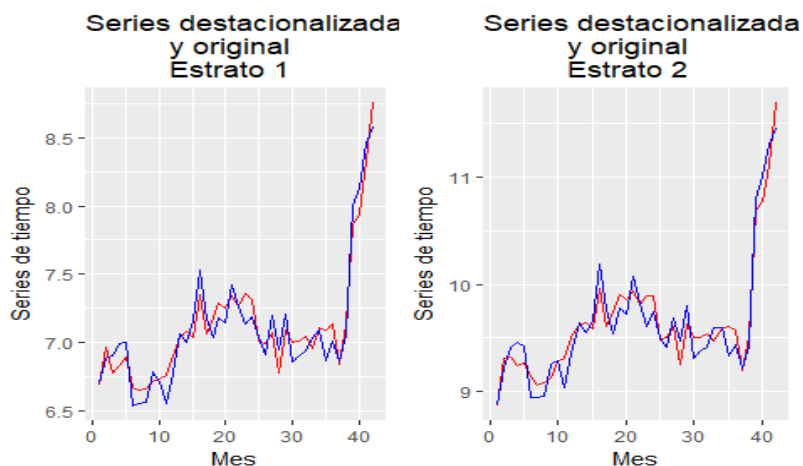


Fuente: Elaboración propia

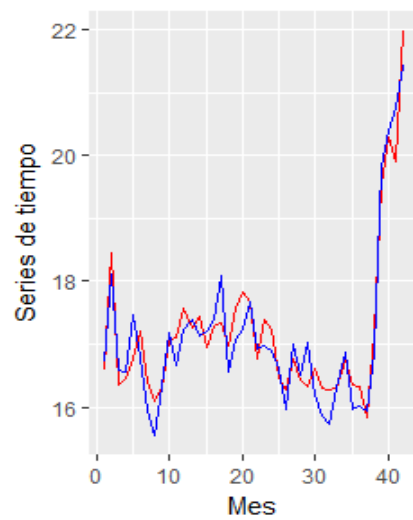
Las series de color azul son aquellas que se encuentran desestacionalizadas y las series de color rojo son las series originales deflactadas por el IPP. Estas series se encuentran expresadas en miles de pesos.

A continuación, se observan los gráficos de las series para las facturas promedio de los hogares en la región Atlántica y la región Interior, En primera instancia se tienen las series de la región Atlántica en color rojo se observan las series originales y en color azul las series desestacionalizadas (ver gráfico 34)

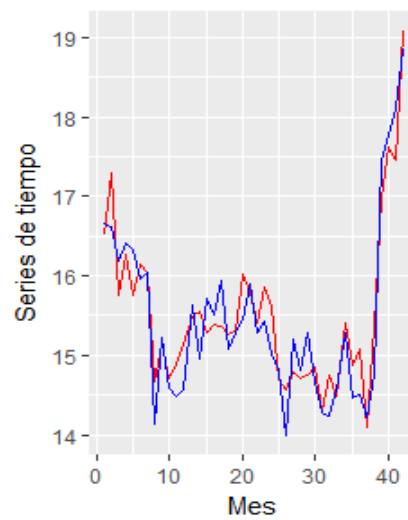
Ilustración 34. Series Desestacionalizadas por Estratos Región Costa Atlántica



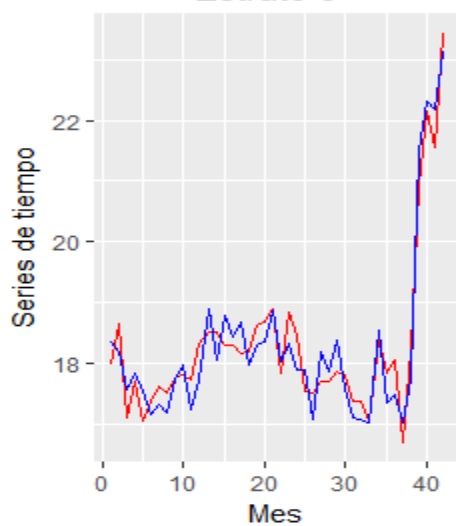
**Series destacionalizada
y original
Estrato 3**



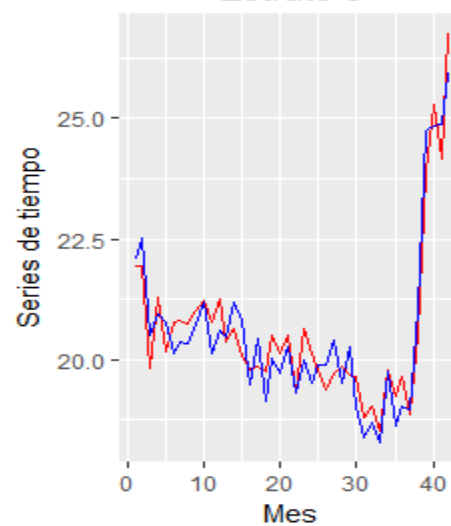
**Series destacionalizada
y original
Estrato 4**



**Series destacionalizada
y original
Estrato 5**



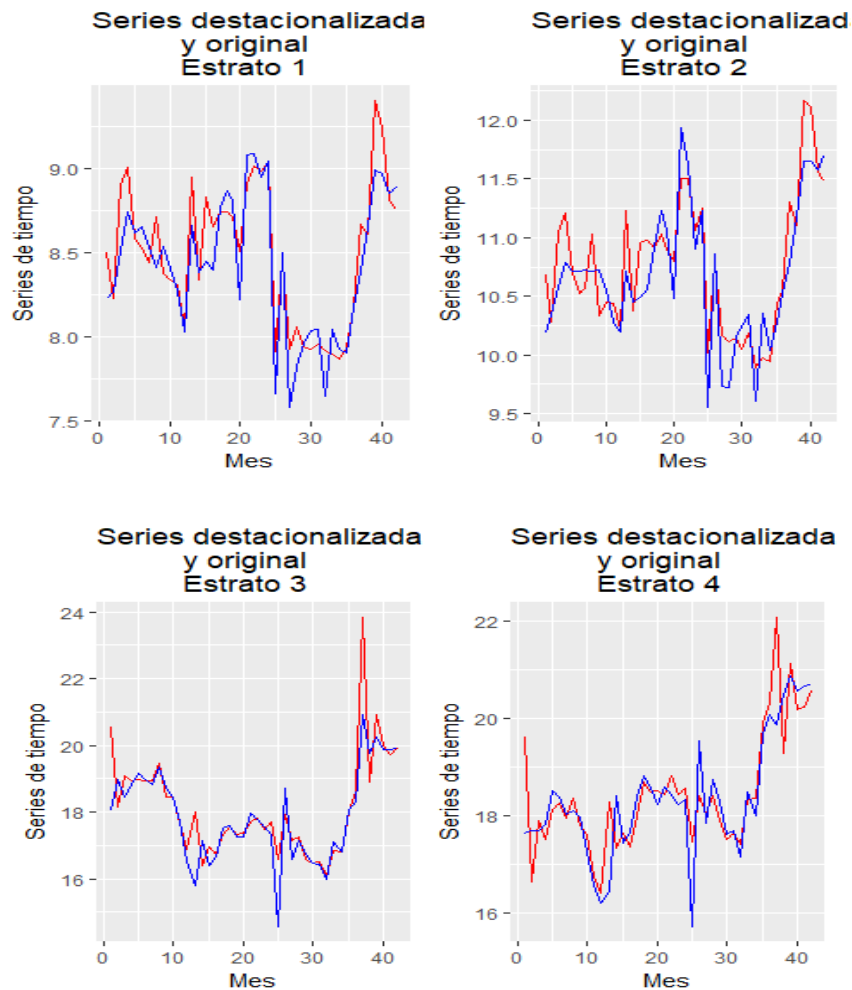
**Series destacionalizad
y original
Estrato 6**

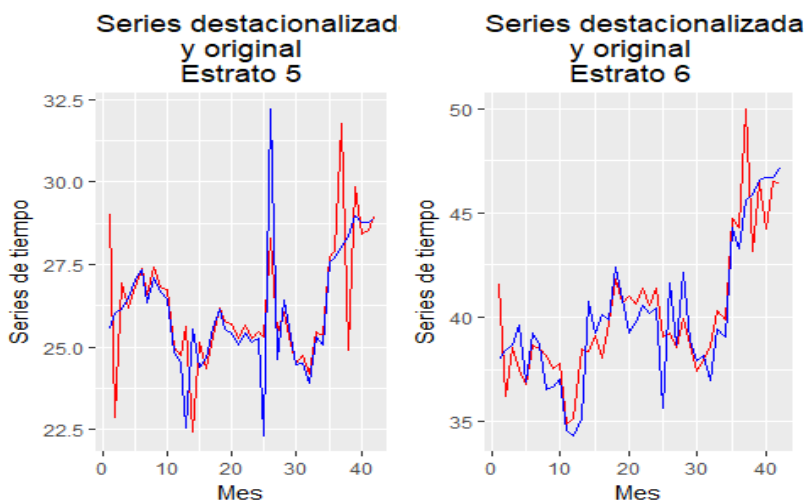


Fuente: Elaboración propia

Ahora, se cuenta con las mismas series, pero para la región Interior con los colores definiendo las mismas convenciones que en los casos anteriores (gráfico 35)

Ilustración 35. Series Destacionalizadas por Estratos Región Interior





Fuente: Elaboración propia

3.3 Resultados empíricos

Se utilizó la información mensual del período comprendido entre enero de 2012 y mayo de 2015 para las siguientes plantas de generación térmica: Guajira, Barranquilla, Cartagena, Merilétrica, Palenque, Isagen, Sierra, Dorada, Piedras, Valle, Cali, Yopal 1 y Yopal 2; facturas promedio de consumo de gas para los estratos 1 a 6⁴¹.

3.3.1 Pruebas de raíz unitaria

A continuación, se presentan los resultados de realizar la prueba de contraste aumentado de raíz unitaria DICKEY-FULLER y observar que en efecto las series propuestas para el modelo VEC son cointegradas $I(1)$. El sistema de hipótesis que se debe probar es una hipótesis nula (H_0) bajo la cual hay raíz unitaria y una hipótesis alternativa (H_1) bajo la cual no hay raíz unitaria; y se escoge un nivel de significancia $\alpha = 1\% = 0.01$ para validarlas. Los resultados obtenidos en el software estadístico GRETL se muestran en la tabla 13.

⁴¹ Series deflactadas utilizando el IPC publicado por del DANE.

Tabla 13. Prueba Dickey-Fuller Aumentada

Serie de tiempo	Estadístico τ	Valor p
PUTERMOGUAJIRA	-2,04979	0,2654
PDTERMOGUAJIRA	-2,06818	0,2581
PUTYOPAL12	-0,86145	0,7901
OTRAS PD	-2,11822	0,2389
ESTRATO 1		
COLOMBIA	-0,83477	0,8087
ESTRATO 2		
COLOMBIA	-2,72744	0,1140
ESTRATO 3		
COLOMBIA	-1,35380	0,6065
ESTRATO 4		
COLOMBIA	0,40156	0,9831
ESTRATO 5		
COLOMBIA	-1,67181	0,4457
ESTRATO 6		
COLOMBIA	-0,86989	0,7983
COMERCIAL		
COLOMBIA	-2,86848	0,0491
INDUSTRIAL		
COLOMBIA	-1,74101	0,4105
ESTRATO 1		
ATLÁNTICO	0,77659	0,9924
ESTRATO 2		
ATLÁNTICO	0,48437	0,9841
ESTRATO 3		
ATLÁNTICO	-1,07081	0,7295
ESTRATO 4		
ATLÁNTICO	-1,37461	0,5850

ESTRATO 5 ATLÁNTICO	-0,30707	0,9149
ESTRATO 6 ATLÁNTICO COMERCIAL	-1,53531	0,5158
ATLÁNTICO INDUSTRIAL	1,92680	0,9999
ATLÁNTICO	1,86927	0,9998

Fuente: Elaboración propia

El estadístico de prueba τ de la segunda columna es un valor que sigue una distribución y asocia un valor p , el cual se encuentra en la tercera columna para apoyar o rechazar la hipótesis nula bajo la cual las series tienen raíz unitaria. Como todos los valores p de la tercera columna son mayores que el nivel de significancia definido como $\alpha = 0.01$, podemos afirmar que existen evidencias estadísticas suficientes para apoyar la hipótesis nula según la cual cada serie del análisis para los modelos VEC, tiene raíz unitaria.

3.3.2 Contraste de cointegración de Johansen

Si se define un nivel de significancia $\alpha = 1\% = 0.01$ y observamos el estadístico de prueba de la traza (suma de la diagonal de la matriz contemporánea $\sum_u(m)$), de tal manera que este asocia un valor p para probar el siguiente sistema de hipótesis:

$$H_0: r \leq p$$

$$H_1: r > p$$

En donde p es el rango de cointegración para el modelo VEC; entonces se debe realizar dicha prueba a cada modelo que se desea proponer para verificar que en efecto se requiere para el primer modelo un VEC (4), para el segundo modelo un VEC (6) y para el tercer modelo, de nuevo un VEC (4).

A continuación, se presentan los resultados de la prueba de hipótesis en la tabla 14

Tabla 14

Modelo	Rango	Estadístico traza	valor p
1	4	50,382	[0,0131]
2	6	28,522	[0,1954]
3	4	44,031	[0,0134]

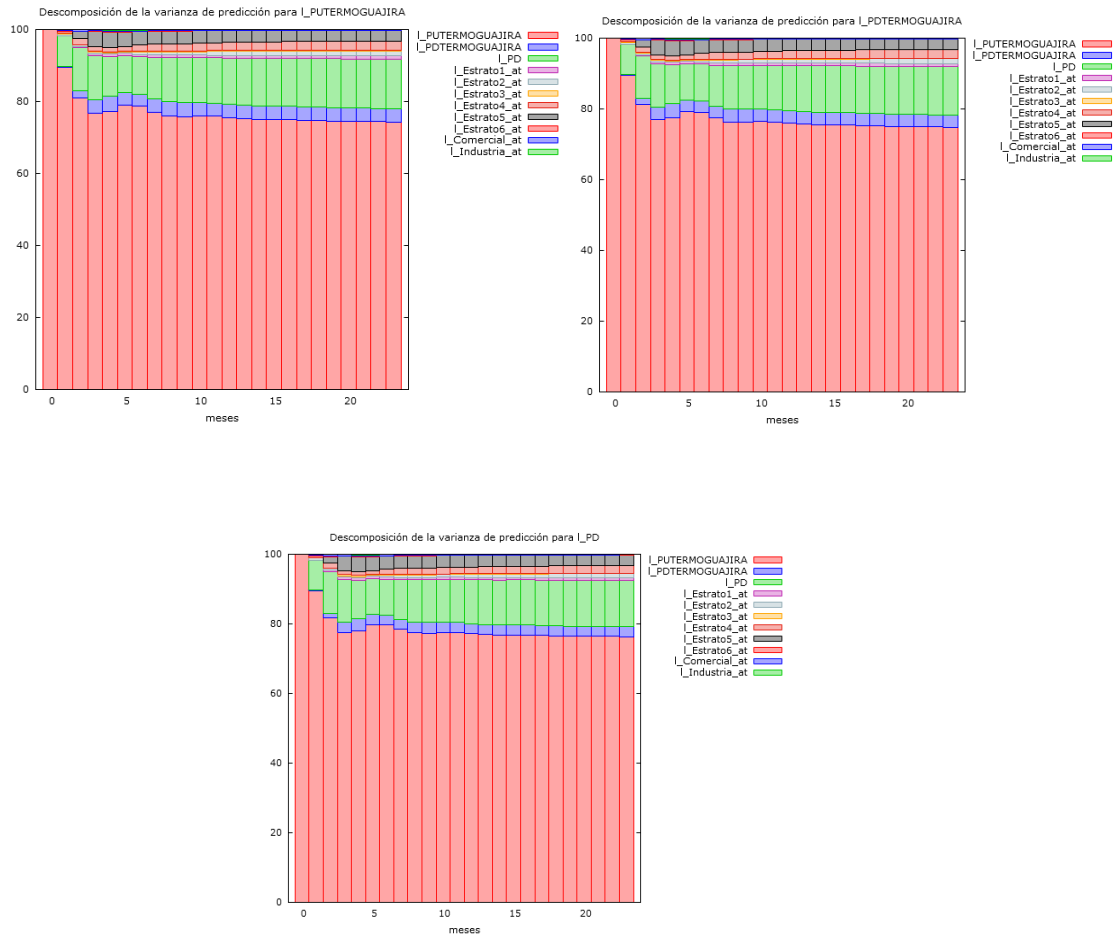
Fuente: Elaboración propia

En efecto se aprecia que el estadístico traza asocia valores p mayores que el nivel de significancia del $1\% = 0.01$ escogido y por esta razón se afirma que existen evidencias estadísticas suficientes para apoyar la hipótesis nula bajo la cual el primer modelo tiene un rango de cointegración igual a 4, el segundo modelo un rango igual a 6, y el tercer modelo un rango igual a 4.

3.4 Descomposición de varianza del modelo 1-VEC (4)

A continuación, se presenta la descomposición de varianza de manera gráfica de las series PUTERMOGUAJIRA, PDTERMOGUAJIRA y OTRAS PD, bajo los resultados obtenidos mediante el modelo 1 ajustado con un VEC (4).

Ilustración 36. Descomposición de la varianza de predicción

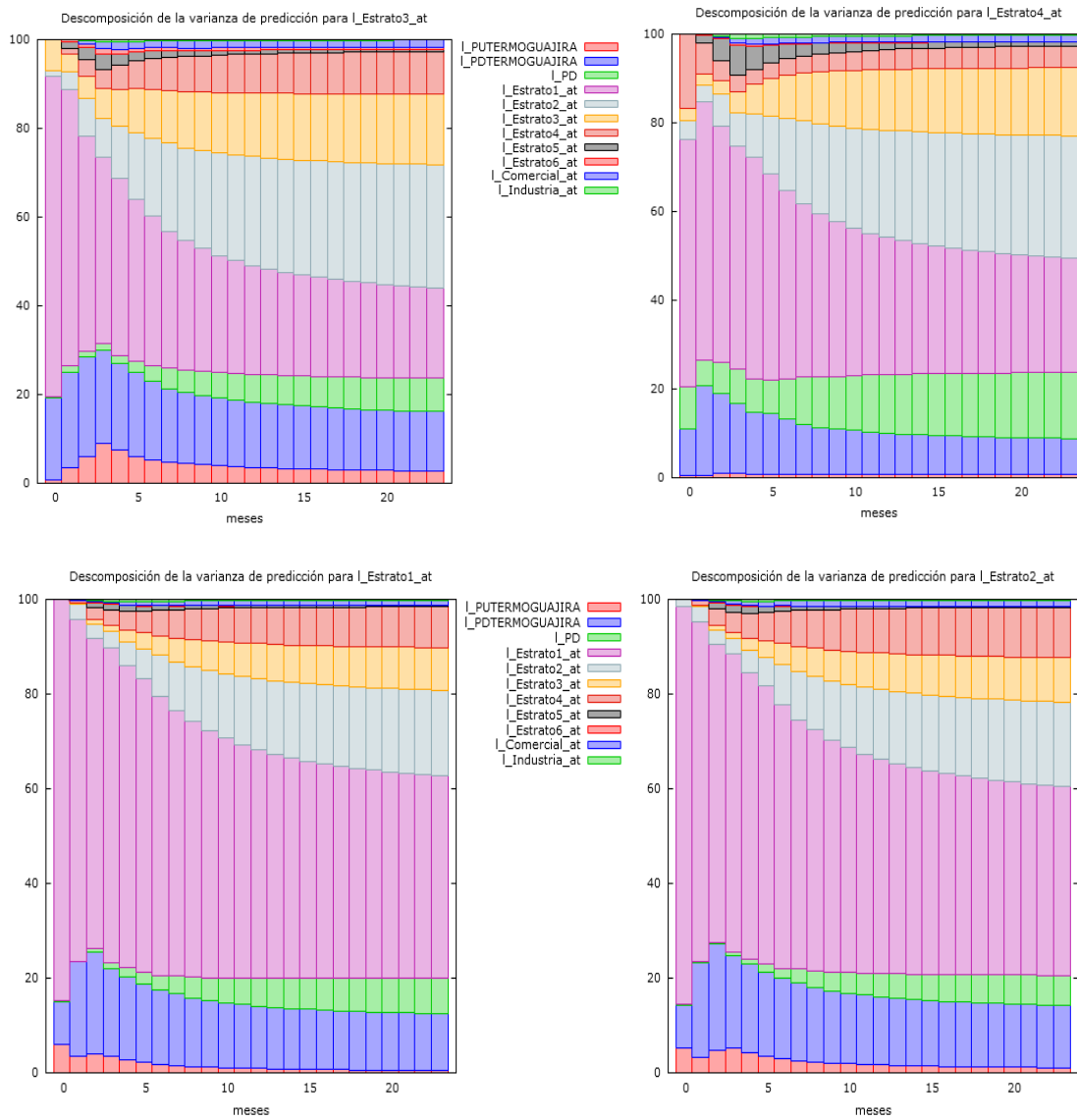


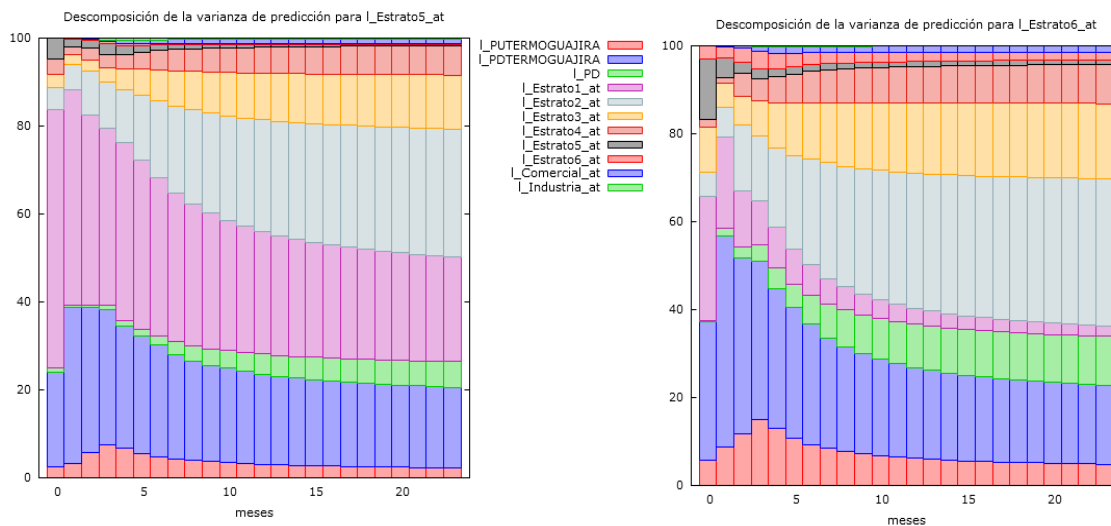
Fuente: Elaboración propia

El gráfico anterior, permite concluir que la varianza de la predicción de PUTERMOGUAJIRA, PDTERMOGUAJIRA y OTRAS PD, es mayormente explicada por PUTERMOGUAJIRA en aproximadamente un 80% de manera constante, durante 24 meses después de mayo de 2015. Esto significa que bajo este modelo VEC (4), PUTERMOGUAJIRA se explica así misma y a su vez a PDTERMOGUAJIRA y otras PD, lo cual significa que el precio del gas natural en la termoeléctrica de la Guajira y las demás PD como PDTERMOBARRANQUILLA, PDTERMICASCARTAGENA, PDMERILECTRICA, PDERMOPALENQUE, PDCENTROIAGEN,

PDSIERRAEPPMM, PDDORADACHEC y PDVALLEEPSA, en el largo plazo, depende del precio de boca de pozo en la termoeléctrica de la GUAJIRA.

Ilustración 37. Descomposición de la varianza de predicción estratos región Costa Atlántica





Fuente: Elaboración propia

El gráfico 37 muestra la descomposición de varianza para las facturas promedio de los hogares en la región Atlántica para los diferentes estratos. Se observa que la serie que más contribuye para explicar la varianza de la predicción de las facturas promedio para los hogares de los estratos 1 y 2 de la región Costa Atlántica, es la del estrato 1. Para las termoeléctricas se observa una contribución casi nula, observando que la de mayor aporte es PDTERMOGUAJIRA. Esto significa que bajo este modelo, posiblemente ninguna de las termoeléctricas escogidas explica en el pronóstico las facturas de los hogares de los estratos 1 y 2 en la región Atlántica, puesto que el estrato 1 al parecer es quien explica a ambos estratos, encontrándose un resultado lógico desde el punto de vista de la cadena de valor del gas.

Así mismo, se aprecia la descomposición de varianza de la predicción para las facturas promedio de los hogares en la región Costa Atlántica para los estratos 3 y 4. Se concluye entonces, que al parecer la contribución de las termoeléctricas es casi nula a la descomposición de varianza de las facturas promedio de gas natural para los hogares de los estratos 3 y 4 de la región Atlántica.

Adicionalmente, se observa un aporte decreciente de la factura promedio por hogar del estrato 1, y de manera simultánea se tiene un efecto creciente de la factura promedio del estrato 2 en dicha región. Estos dos últimos estratos son los que mayor aporte hacen a la descomposición de la varianza de la predicción para las facturas promedio de los estratos 3 y 4 en la región Costa Atlántica, siendo esto consistente con el sistema de subsidios aplicado en las tarifas de gas.

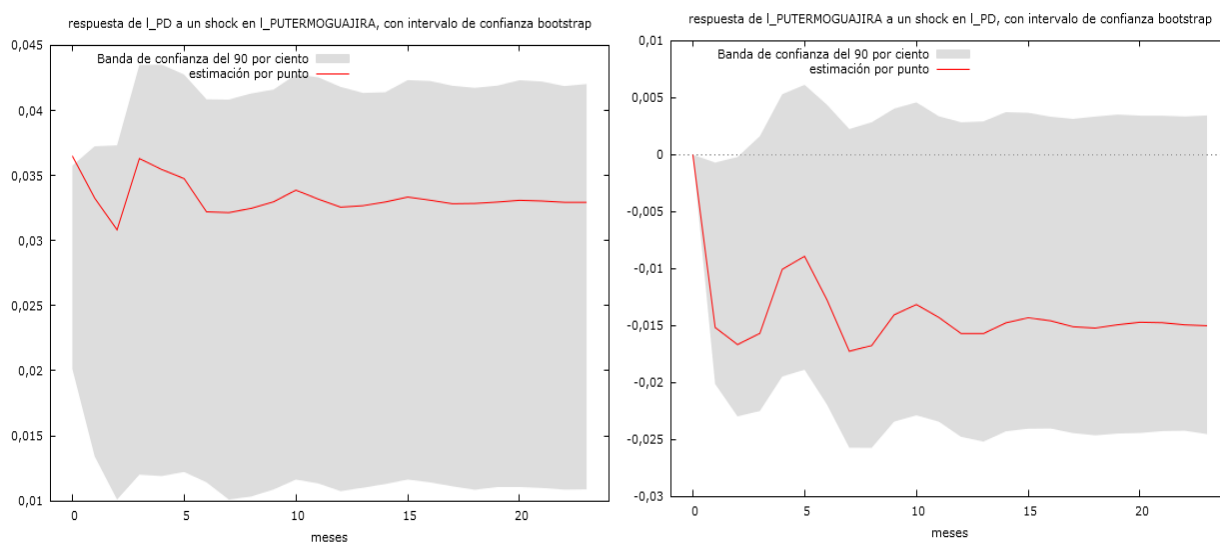
Para finalizar con los estratos socioeconómicos, se observa la descomposición de varianza para las facturas promedio de gas natural en los estratos 5 y 6 de la región Costa Atlántica, se presenta una mayor contribución de los precios generados por las termoeléctricas en la descomposición de varianza de las facturas promedios de gas natural en los hogares de la región Costa Atlántica, en particular; el precio de la PDTERMOGUAJIRA. Para el estrato 5, podemos apreciar que el aporte de los estratos 1 y 2 tiende a ser significativo, de tal manera que el aporte hecho por el estrato 1 decrece a medida que transcurre el tiempo mientras de manera simultánea aumenta el aporte hecho por el estrato 2.

Para la descomposición de varianza del estrato 5, podemos observar que la contribución del estrato 1 en contraste con la descomposición del estrato 4, es casi nula pues el aporte se da en gran medida por el estrato 2 de una manera creciente a medida que transcurre el tiempo; y se aprecia de una mayor manera la participación de la factura promedio de gas natural en los hogares del estrato 3 en la región.

El mayor aporte de las termoeléctricas está representando por la PU y PD de la Guajira. Sin embargo, no se puede omitir el hecho de que el aporte principal viene dado nuevamente por las facturas de gas natural de los estratos socioeconómicos de la región Atlántica, principalmente; los estratos 1 y 2 pues los demás evidencian una contribución casi nula.

3.5 Respuestas al impulso en el modelo 1-VEC (4)

Ilustración 38. Respuesta Shock PУtermoguajira - PD



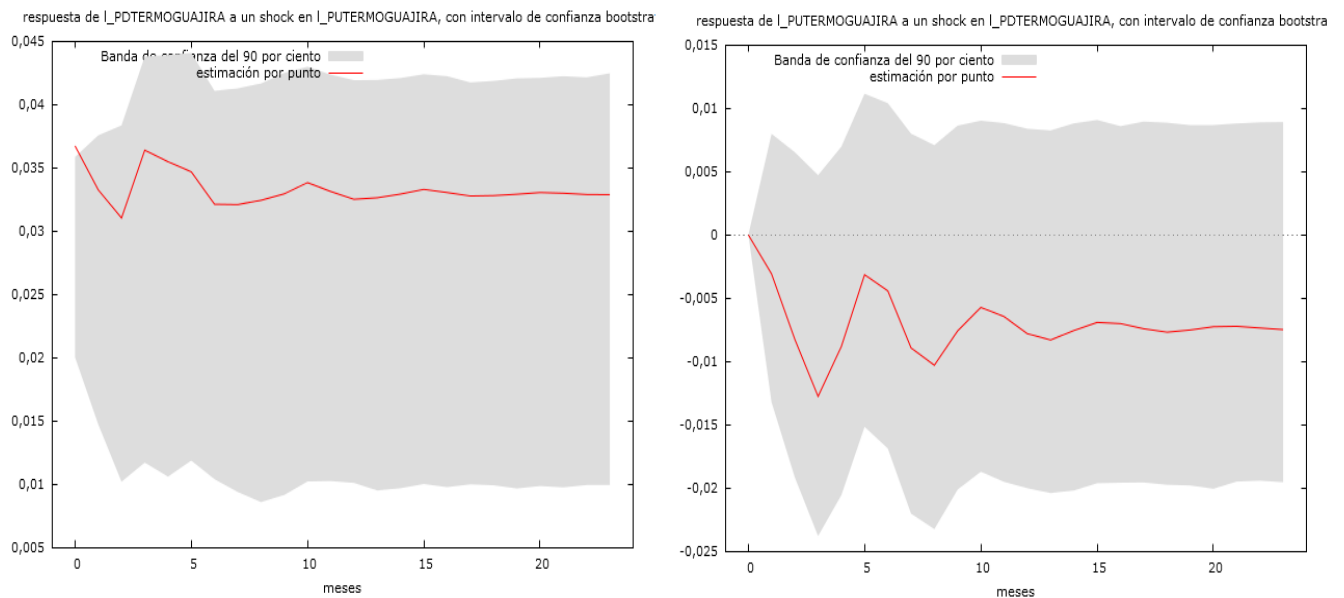
Fuente: Elaboración propia

En el gráfico 38 se observa en el lado izquierdo que las otras PD (PDTERMOBARRANQUILLA, PDTERMICASCARTAGENA, PDMERILECTRICA, PDERMOPALENQUE, PDCENTROIAGEN, PDSIERRAEPPMM, PDDORADACHEC y PDVALLEEPSA) se afectan de forma significativa e instantánea por el impacto del precio del gas natural en boca de pozo de la Guajira (PUTERMOGUAJIRA), de una manera volátil 10 meses adelante para después estabilizarse alrededor de un punto desde allí hasta por lo menos los 24 meses posteriores al pronóstico.

Por su parte, el lado derecho del gráfico muestra que las otras PD no impactan el comportamiento del precio del gas natural en la boca de pozo (PUGUAJIRA) hasta por lo menos 24 meses después de junio de 2015, puesto que este último no se afecta de forma significativa, lo que implica que en el corto plazo, en la región Costa Atlántica, los precios son más sensibles a los choques de oferta que de demanda, implicando además una

vulnerabilidad mayor a la posición dominante de los productores que de los grandes consumidores como las termoeléctricas.

Ilustración 39. Respuesta a un shock PU termoguajira - PDtermoguajira



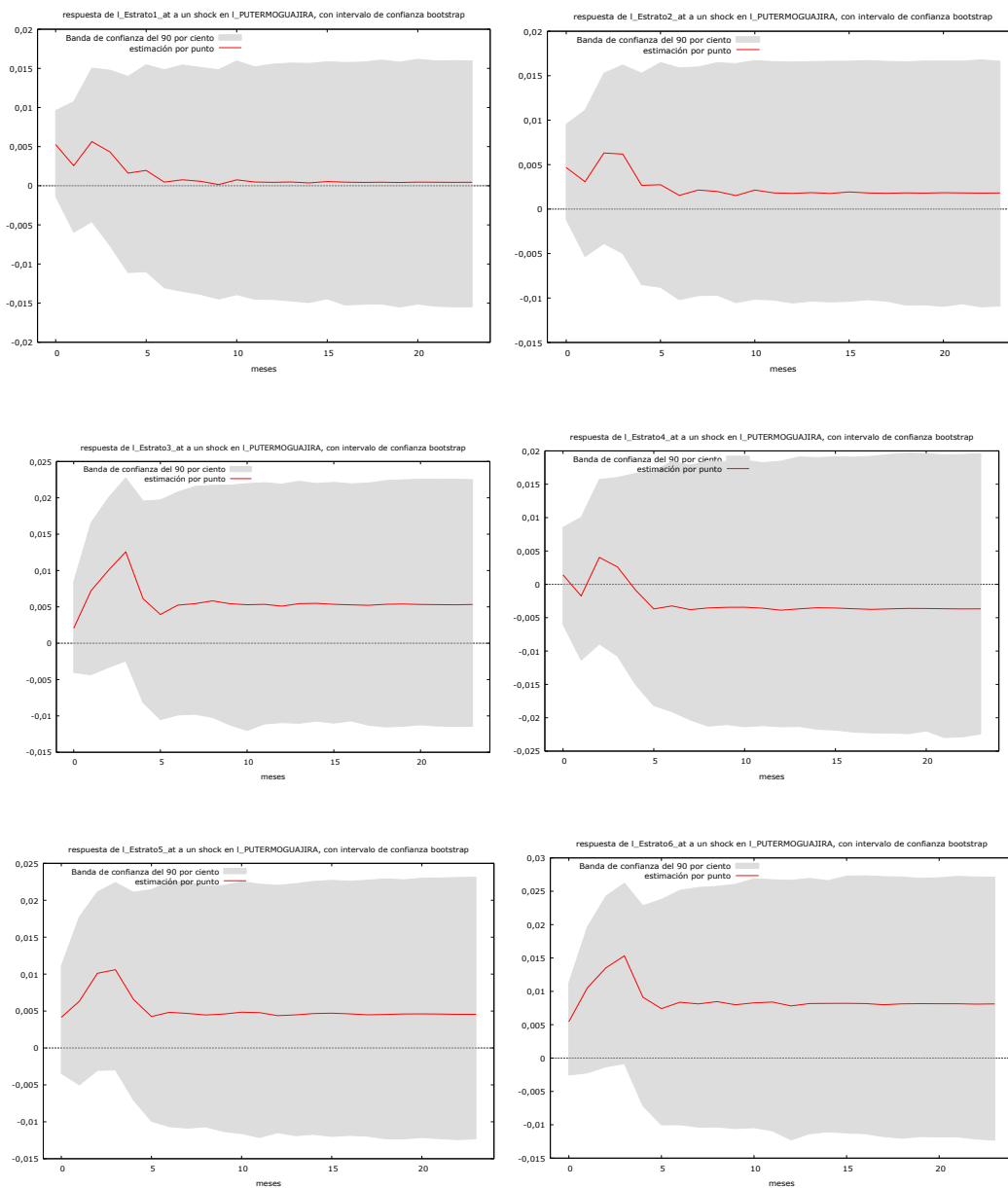
Fuente: Elaboración propia

En el gráfico 39, del lado izquierdo se observa que el precio de gas natural de PDTERMOGUAJIRA se afecta de forma significativa e instantánea por el impacto del precio del gas natural en boca de pozo de la Guajira (PUTERMOGUAJIRA), de una manera volátil 10 meses adelante para después estabilizarse alrededor de un punto desde allí hasta por lo menos los 24 meses posteriores al pronóstico.

En contraste con lo anterior, del lado derecho se observa que PDTERMOGUAJIRA no impacta el comportamiento del precio del gas natural en la boca de pozo (PUGUAJIRA) hasta por lo menos 24 meses después de junio de 2015.

Veamos a continuación, los gráficos de respuesta al impulso de las facturas promedio de gas natural de los hogares de la región Atlántica por estrato, ante el efecto del precio a boca pozo del gas natural en la termoeléctrica de la Guajira (PUTERMROGUAJIRA):

Ilustración 40. Respuesta de los estratos a un shock en PU termoguajira Región Costa Atlántica

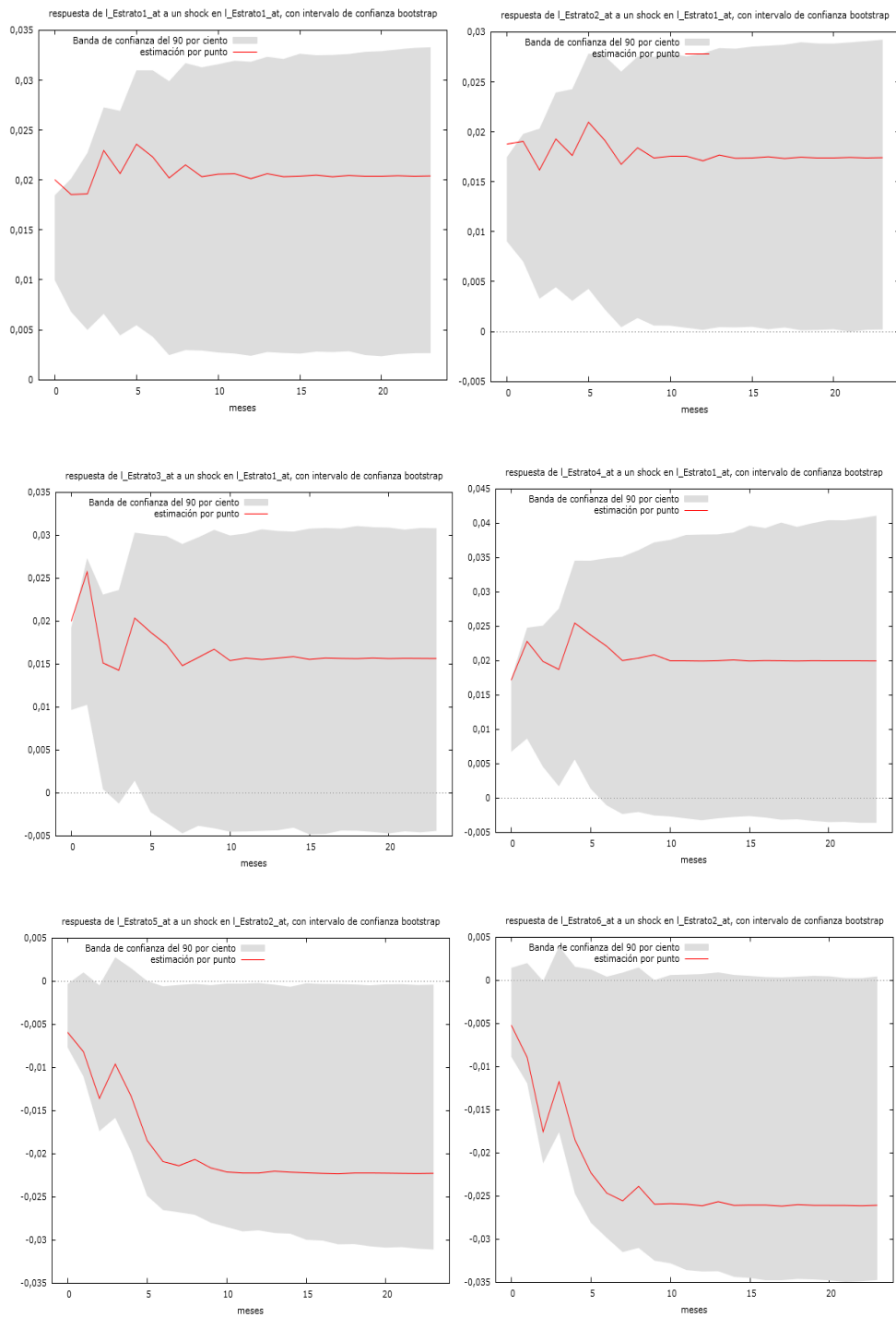


Fuente: Elaboración propia

El gráfico 40 permite concluir que las facturas promedio de gas natural en los hogares por estrato socioeconómico, no se afectan de forma significativa ante el impacto generado por el precio del gas natural en boca de pozo en la termoeléctrica de la Guajira (PUTERMOGUAJIRA); puesto que sus respectivas gráficas contienen el valor cero en un intervalo con un nivel de confianza del 90%. Este es un hecho que se puede dar posiblemente ante una eventualidad relacionada con una decisión tomada en este periodo por una política pública o por las regulaciones de la CREG -previendo por ejemplo el fenómeno del niño-, que afectó los precios de las facturas de gas natural y los grandes consumidores en el Atlántico y muestra que al parecer no están causados por el precio en boca de pozo de la termoeléctrica de la Guajira.

Por su parte, en el gráfico 41 se verifica que las facturas promedio en los hogares de la región Atlántica de manera estratificada se causan por ellos mismo o por relaciones con otros estratos:

Ilustración 41. Función impulso respuesta estratos región Costa Atlántica



Fuente: Elaboración propia

Respecto del comportamiento de la factura promedio de gas natural en el estrato 1 y 2 se verifica que ante el impacto de la factura promedio de gas natural del estrato 1, el valor de las facturas de ambos estratos reaccionan de forma instantánea y significativa ante el impacto de la factura promedio de gas natural en el estrato 1 de la región Atlántico, de una forma volátil en aproximadamente 8 meses delante de junio de 2015 para luego estabilizarse de manera constante desde allí hasta por lo menos 24 meses posteriores a la predicción. Esto en pocas palabras implica que en la región Atlántico, la factura de gas natural en el estrato 1 se causa así misma y causa a la factura promedio de gas natural en el estrato 2.

Respecto de los estratos 3 y 4, ambos, ante el impacto de la factura promedio de gas natural del estrato 1, lo que es consistente con los subsidios a la factura del gas natural que reciben los estratos 1,2 y 3 por parte de los estratos 4, 5 y 6. Podemos observar que las facturas promedio de estos estratos en la región Atlántica, se explican de manera significativa por la factura promedio de gas natural en el estrato 1; de una manera volátil hasta los primeros cinco meses después del pronóstico y a partir de ese momento, el impacto no es significativo.

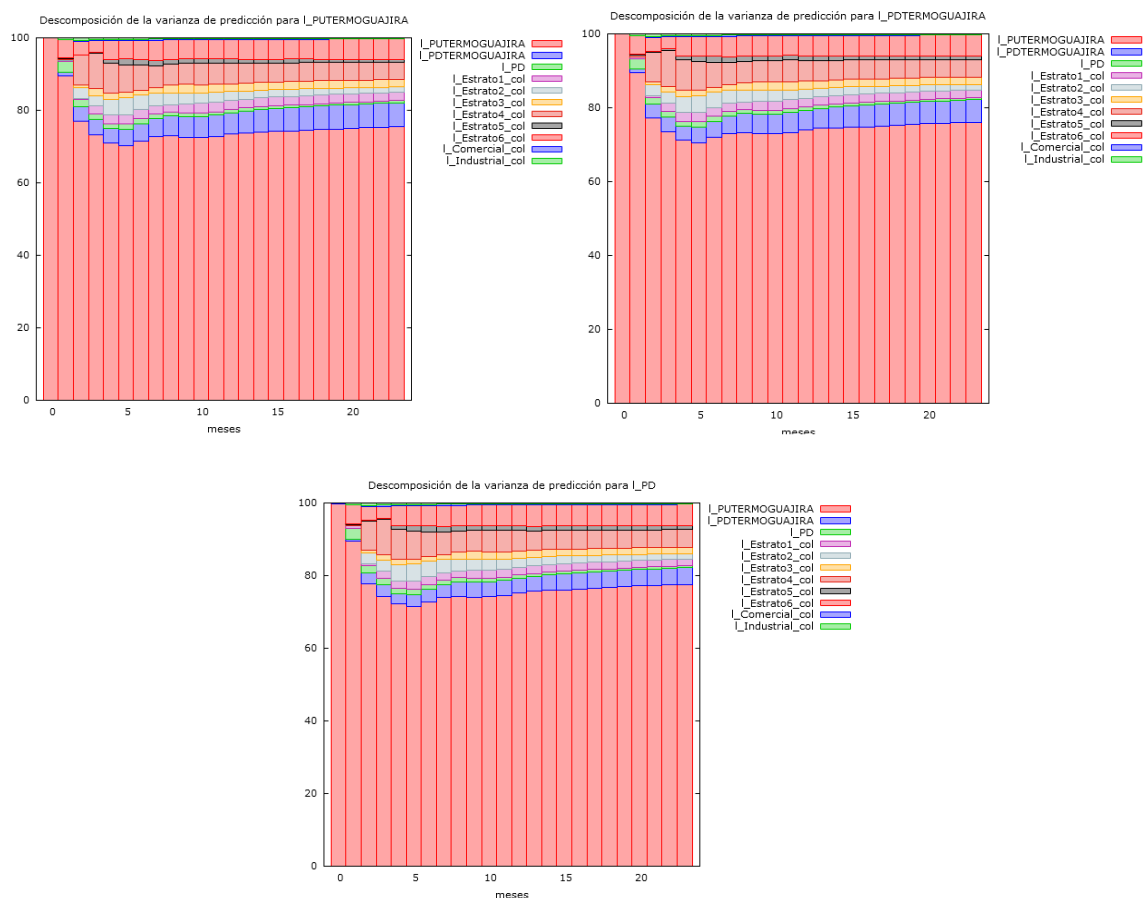
En cuanto a los estratos 5 y 6, ante el impacto de la factura promedio de gas natural del estrato 2, se observa que la factura promedio del estrato 5 se explica por la factura promedio del estrato 2, de forma decreciente en los 5 primeros meses después del pronóstico sin un efecto significativo pues el intervalo con un nivel de confianza del 90% contiene el cero; pero a partir de ese punto hasta por lo menos 24 meses después el efecto es significativo y estable pues tiende a ser constante.

En el caso de la factura promedio de gas natural en los hogares del estrato 6, se observa que la factura promedio de gas natural del estrato 2 no le explica, pero intenta hacerlo al aproximarse el límite inferior de su intervalo de confianza al valor de cero; aunque sin lugar a duda contiene dicho valor.

3.6 Descomposición de varianza del modelo 2-VEC (6)

A continuación, se observa la descomposición de varianza de cada serie pronosticando 24 meses después de junio de 2015. No sobra recordar que este modelo fue ajustado con un VEC (6) y las series tenidas en cuenta fueron: PUTERMOGUAJIRA, PDTERMOGUAJIRA, OTRAS PD, facturas promedio de gas natural para hogares según estratos socioeconómicos en la región Interior. Veamos los resultados para las termoeléctricas.

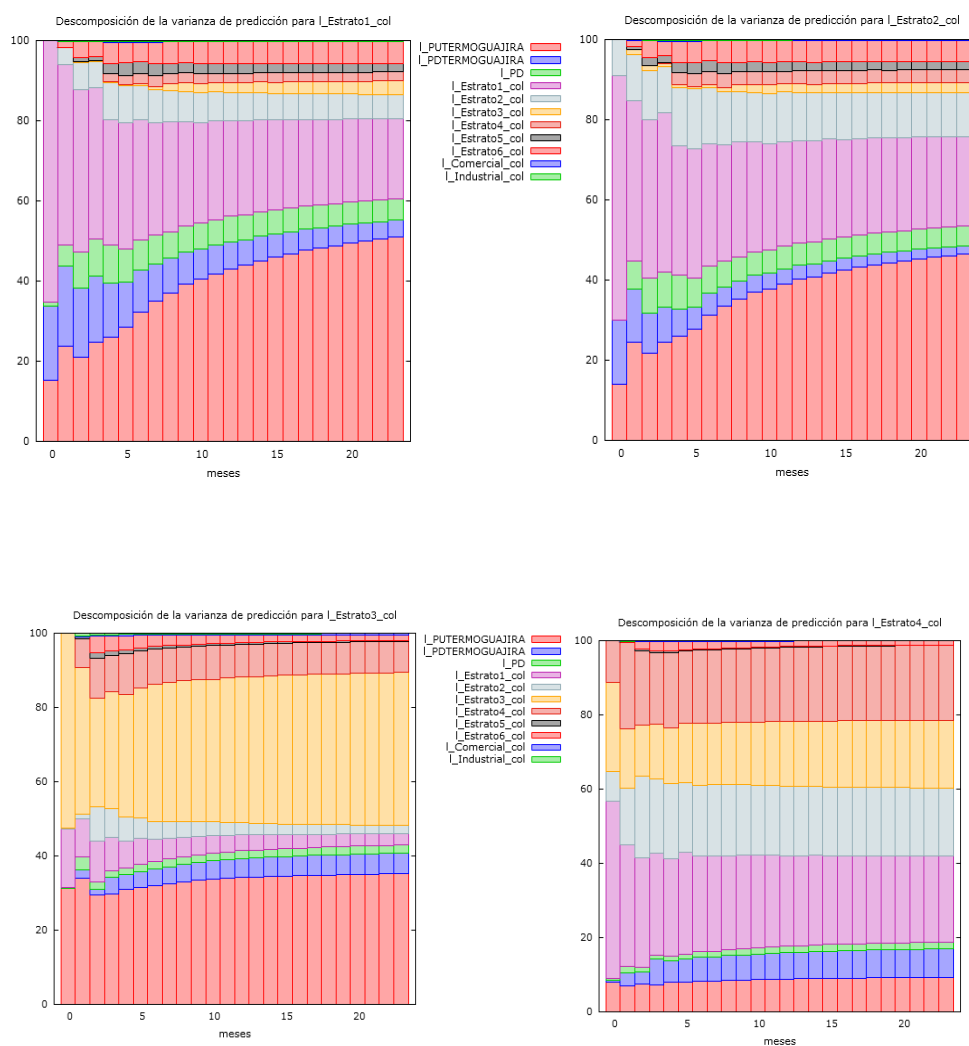
Ilustración 42. Descomposición de la varianza de predicción Región Interior

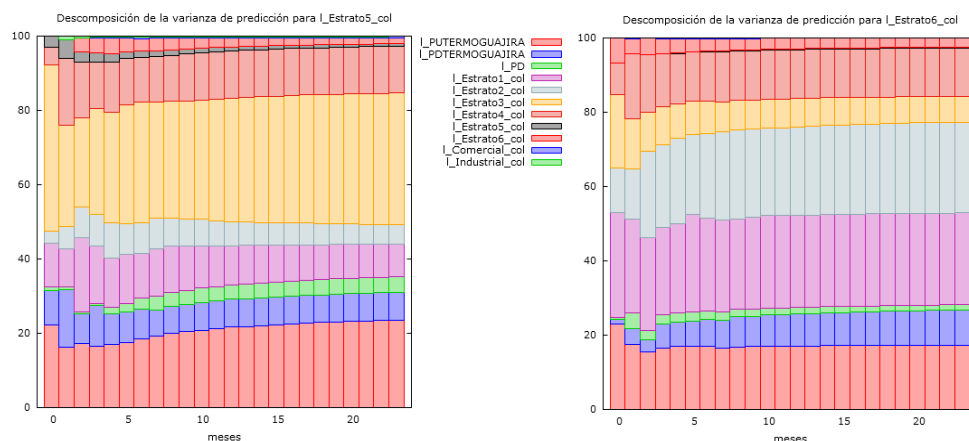


Fuente: Elaboración propia

El gráfico 42 permite concluir que el precio en boca de pozo de gas natural en la termoeléctrica de la Guajira, explica aproximadamente el 80% de la varianza de la predicción de PDTERMOGUAJIRA y las OTRAS PD (PDTERMOBARRANQUILLA, PDTERMICASCARTAGENA, PDMERILECTRICA, PDERMOPALENQUE, PDCENTROIAGEN, PDSIERRAEPPMM, PDDORADACHEC y PDVALLEEPSA), durante por lo menos 24 meses después de junio de 2015. Del mismo modo, el precio en boca de pozo de gas en la termoeléctrica de la Guajira se explica así mismo durante el horizonte temporal de predicción mencionado anteriormente, con una contribución de tendencia constante y aproximadamente del 80%.

Ilustración 43. Descomposición de varianza de predicción por estratos Región Interior





Fuente: Elaboración propia

En el gráfico 43 se puede observar la descomposición de varianza de la factura promedio de gas natural en los hogares por estrato para la región del interior. Para los estratos 1 y 2 se concluye que la varianza de sus predicciones, son mayormente explicadas por el precio en boca de pozo de la Guajira y a medida que transcurre el tiempo la contribución a su cargo comienza a generar un aporte con comportamiento creciente. En los primeros meses las facturas promedio de ambos estratos son mayormente explicadas en la varianza de su predicción por la factura promedio de gas natural del estrato 1, la cual comienza a realizar una contribución cada vez menor con el transcurso del tiempo.

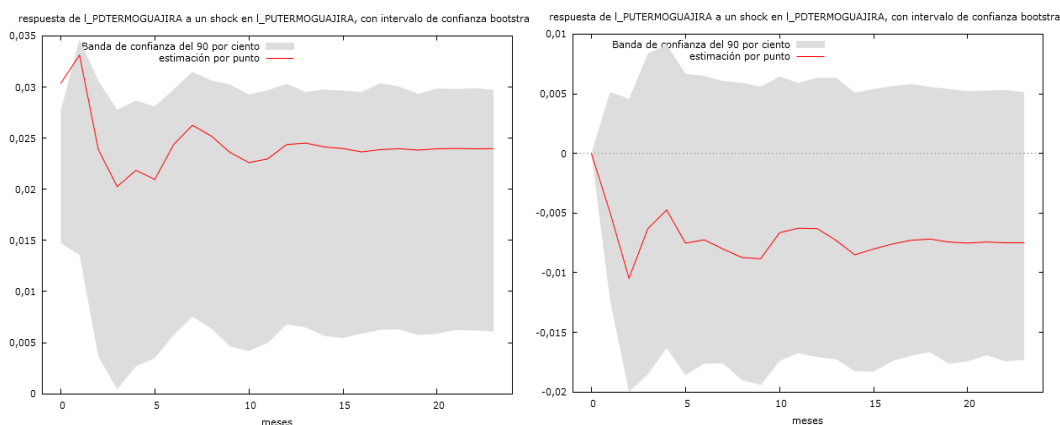
Para el estrato 3 se concluye entonces que los mayores aportes a la varianza de su predicción, vienen dados por el valor de la misma factura promedio del estrato 3 y por el precio en boca de pozo de gas natural en la Guajira; los cuales tienden a ser constantes en su aporte por lo menos 24 meses después de junio de 2015. En contraste con el resultado anterior, en el estrato 4 es mayormente explicada por las facturas promedio de los demás estratos con una participación casi nula de los precios en las termoeléctricas, evidenciando un gran aporte de las facturas de gas de los estratos 1, 2, 3 y 4.

Finalmente, para el estrato 5 se observa una alta contribución de la factura promedio de gas natural del estrato 3 para explicar su varianza; mientras que para la factura promedio del estrato 6, se observa un gran aporte de las facturas promedio de los estratos 1 y 2 para explicar su varianza.

3.7 Respuesta al impulso con el modelo 2 – VEC (6)

Continuando con la metodología propuesta, se muestran a continuación los gráficos de impulso respuesta para deducir relaciones de causalidad en el precio de gas natural para las termoeléctricas: PUTERMOGUAJIRA, PDTERMOGUAJIRA y otras PD (ver gráfico 44).

Ilustración 44. Impulso respuesta PDtermoguajira - PUtermoguajira

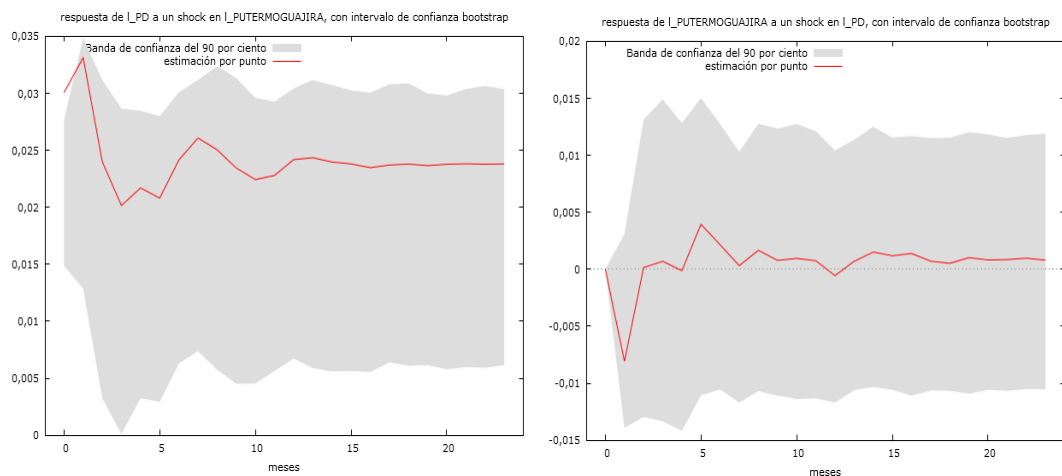


Fuente: Elaboración propia

La parte izquierda del gráfico permite concluir que el precio de gas natural en PDTERMOGUAJIRA se afecta de forma instantánea por el impacto del precio a boca de pozo de gas natural en la termoeléctrica de la Guajira; pues se observa un impacto que genera volatilidad en los primeros 10 meses y a partir de ese momento hasta al menos 24 meses

después de junio de 2015 se genera una estabilidad con tendencia constante. El lado derecho del gráfico indica que al parecer PDTERMOGUAJIRA no explica o no causa un efecto significativo en el precio a boca de pozo de gas natural en la termoeléctrica de la Guajira⁴².

Ilustración 45. Impulso respuesta PD - PУtermoguajira



Fuente: Elaboración propia

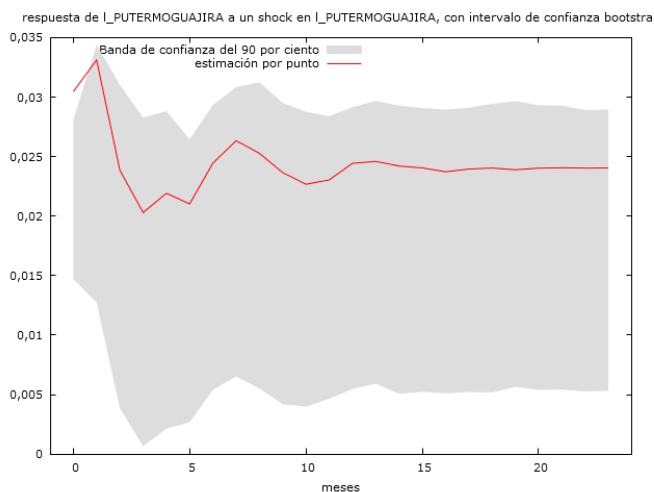
En el lado izquierdo del gráfico 45 se observa la respuesta de otras PD a un shock en el precio del gas natural en boca de pozo en la termoeléctrica de la Guajira; mientras que el lado derecho muestra la respuesta de dicho precio a un shock en el precio de las otras termoeléctricas (Otras PD). Se concluye entonces que el precio de las otras termoeléctricas reacciona de forma instantánea con un efecto significativo ante el impacto del precio en boca de pozo de la Guajira; mostrando una gran volatilidad en los 10 primeros meses después de junio de 2015 y a partir de ese momento generando una tendencia constante hasta por los menos 24 meses después de la predicción.

A diferencia del resultado anterior, el precio en boca del pozo de la termoeléctrica de la Guajira no se afecta por el impacto del precio en las demás termoeléctricas al menos 24

⁴² Puesto que su gráfico asociado con el intervalo de un nivel de confianza del 90%, contiene el valor cero.

meses después de junio de 2015. Ahora bien, se evidencia que el precio en boca de pozo de gas natural en la termoeléctrica de la Guajira se explica a sí mismo (ver gráfico 46).

Ilustración 46. Impulso respuesta PУtermoguajira

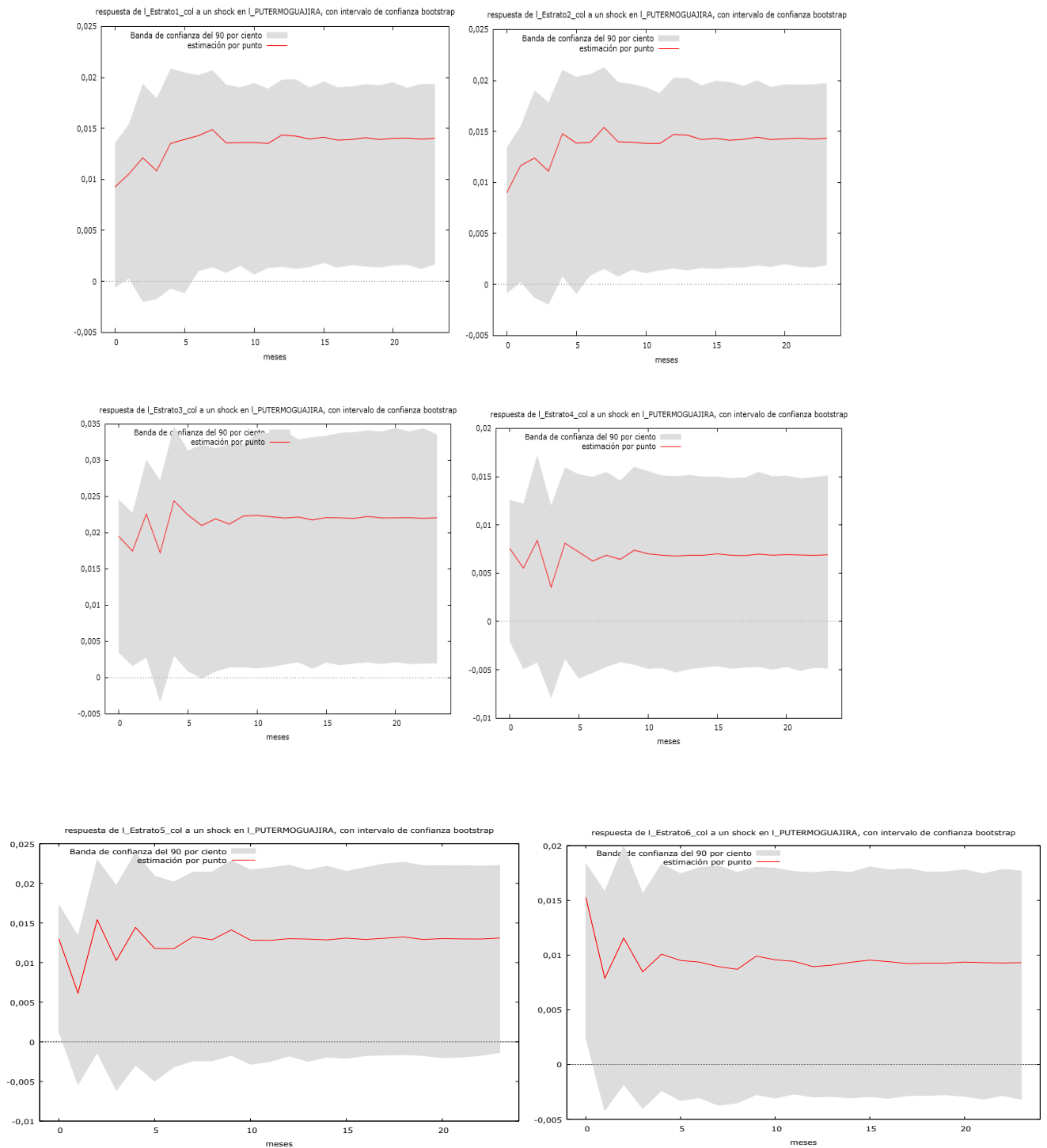


Fuente: Elaboración propia

Ocurre un comportamiento similar al de PDTERMOGUAJIRA y OTRAS PD, cuando se da el impacto del precio en boca de pozo de gas natural en la termoeléctrica de la Guajira, evidenciando el comportamiento de volatilidad en los primeros 10 meses de la predicción y posteriormente observando una tendencia constante. Como el efecto no contiene el valor cero en su intervalo de confianza, se concluye que el precio en boca de pozo de gas natural en la termoeléctrica de la Guajira se explica así mismo, por medio de un efecto instantáneo ante su propio impacto.

A continuación, se presentan las respuestas al impulso de las facturas promedio de gas natural en los estratos socioeconómicos de la región interior (ver gráfico 47).

Ilustración 47. Impulso respuesta Estratos – PУtermogujira



Se concluye que para las facturas promedio de gas de los estratos 1 y 2 durante los 5 primeros meses después de junio de 2015 no hay un efecto significativo ante el precio de boca de pozo de la Guajira⁴³. Sin embargo, dicho efecto es creciente a partir de este punto se estabiliza de manera constante y resulta ser significativo hasta por lo menos 24 meses después del pronóstico. Esto significa que las facturas promedio de gas natural en los hogares en la región Interior, no reaccionan de manera instantánea ante choques en el precio de boca de pozo de la Guajira, pero su efecto comienza a ser significativo y duradero desde el quinto mes hasta 24 meses después del pronóstico.

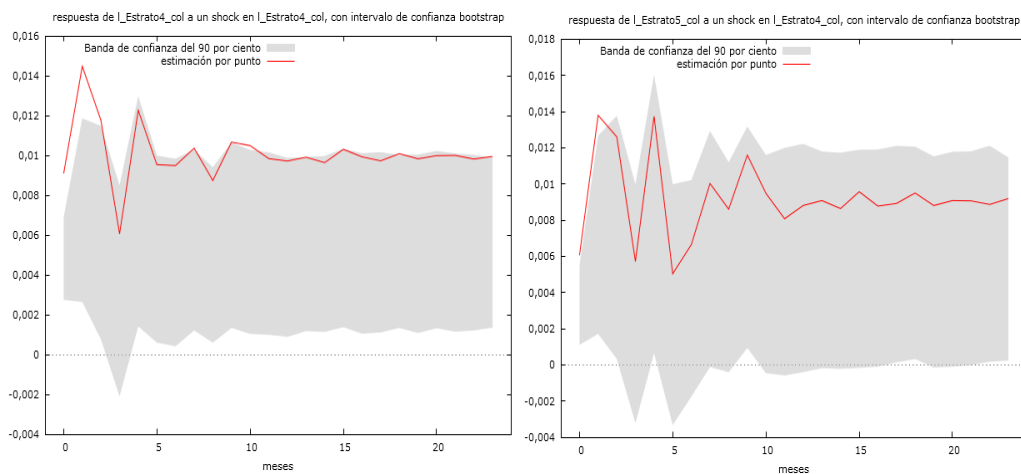
En cuanto a la factura promedio de gas natural en la región Interior en el estrato 3 reacciona de forma instantánea al impacto del precio en boca de pozo para el gas natural en la Guajira, mostrando una alta volatilidad en los cinco primeros meses posteriores a junio de 2015 y de allí en adelante se tiene un efecto significativo con una tendencia constante hasta por lo menos 24 meses después del horizonte temporal de predicción. Se observa que para este caso el efecto no es significativo, únicamente en el cuarto mes. Por su parte, la factura promedio de gas natural en los hogares de la región Interior en el estrato 4 no reacciona de manera significativa al impacto del precio en boca de pozo de gas natural en la Guajira.

El resultado anterior, también se presente para las facturas promedio de gas natural de los hogares de la región interior los estratos 5 y 6, puesto que no reaccionan con un efecto significativo ante choques en el precio del gas natural en boca de pozo de la Guajira.

Así las cosas, el modelo ajustado muestra que pueden existir algunas relaciones de causalidad entre las facturas de gas natural, que explican los posibles cambios en los casos particulares de los estratos socioeconómicos 4, 5 y 6 en la región Interior. A continuación, se presentan algunos resultados.

⁴³ En virtud de que los intervalos de confianza contienen el valor cero.

Ilustración 48. Impulso respuesta estratos 4 - 5



Fuente: elaboración propia

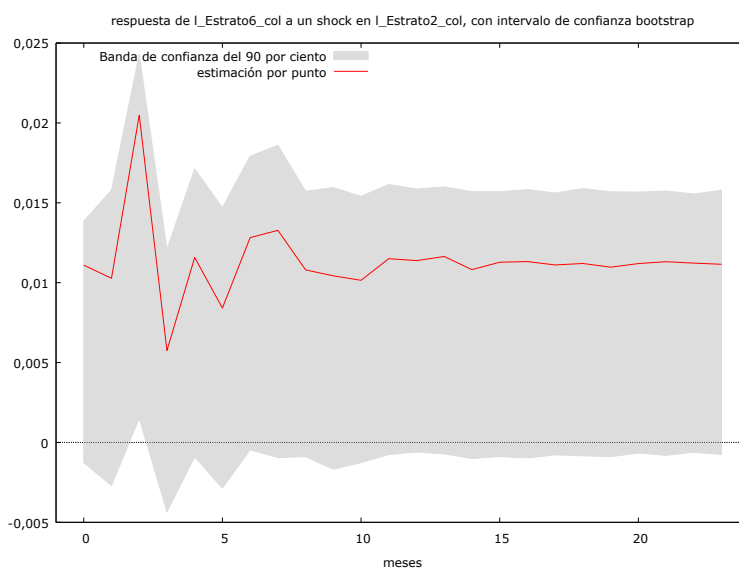
El lado izquierdo del gráfico 48 muestra que la factura promedio en la región Interior de gas natural en el estrato 4, se explica a sí misma por un cambio que ocurre de forma instantánea y de forma significativa con excepción del mes 4 posterior al pronóstico, evidenciando una forma volátil que se estabiliza aproximadamente en el mes 10 para generar posteriormente una tendencia constante hasta por lo menos 24 meses después de junio de 2015.

Por su parte, el lado derecho muestra como la factura promedio de gas natural en el estrato 5, intenta ser explicada por la factura promedio del estrato 4, pues su efecto resulta ser significativo en algunos periodos de tiempo posteriores al pronóstico e inferiores a 24 meses; presentando alta volatilidad en los 10 primeros meses y estabilidad constante a partir de ese momento.

Por medio del gráfico 49, se obtiene que la factura promedio de gas natural de la región Interior en el estrato 6 no es explicada o causada de forma significativa por la factura promedio de gas natural del estrato 2 a nivel nacional, puesto que el intervalo de confianza

de la estimación puntual del efecto contiene el valor cero hasta por lo menos 24 meses después de la predicción; pero el límite inferior de dicho intervalo se encuentra alrededor de cero mostrando así que la factura promedio de gas natural del estrato 2 intenta explicar la factura promedio de gas natural del estrato 6 a nivel nacional.

Ilustración 49. Impulso respuesta estratos 6 - 2

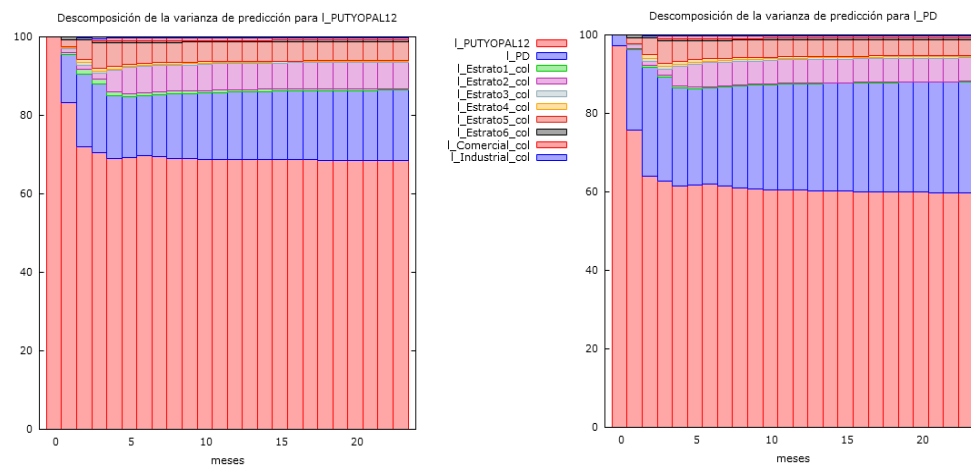


Fuente: elaboración propia

3.8 Descomposición de varianza para el modelo 3 – VEC (4)

El modelo presentado a continuación, ajusta con las series de PUTYOPAL, OTRAS PD y los valores promedio de las facturas de gas natural para los estratos socioeconómicos. Se presenta entonces la descomposición de varianza de la predicción para las termoeléctricas asociadas:

Ilustración 50. Descomposición de varianza PU yopal

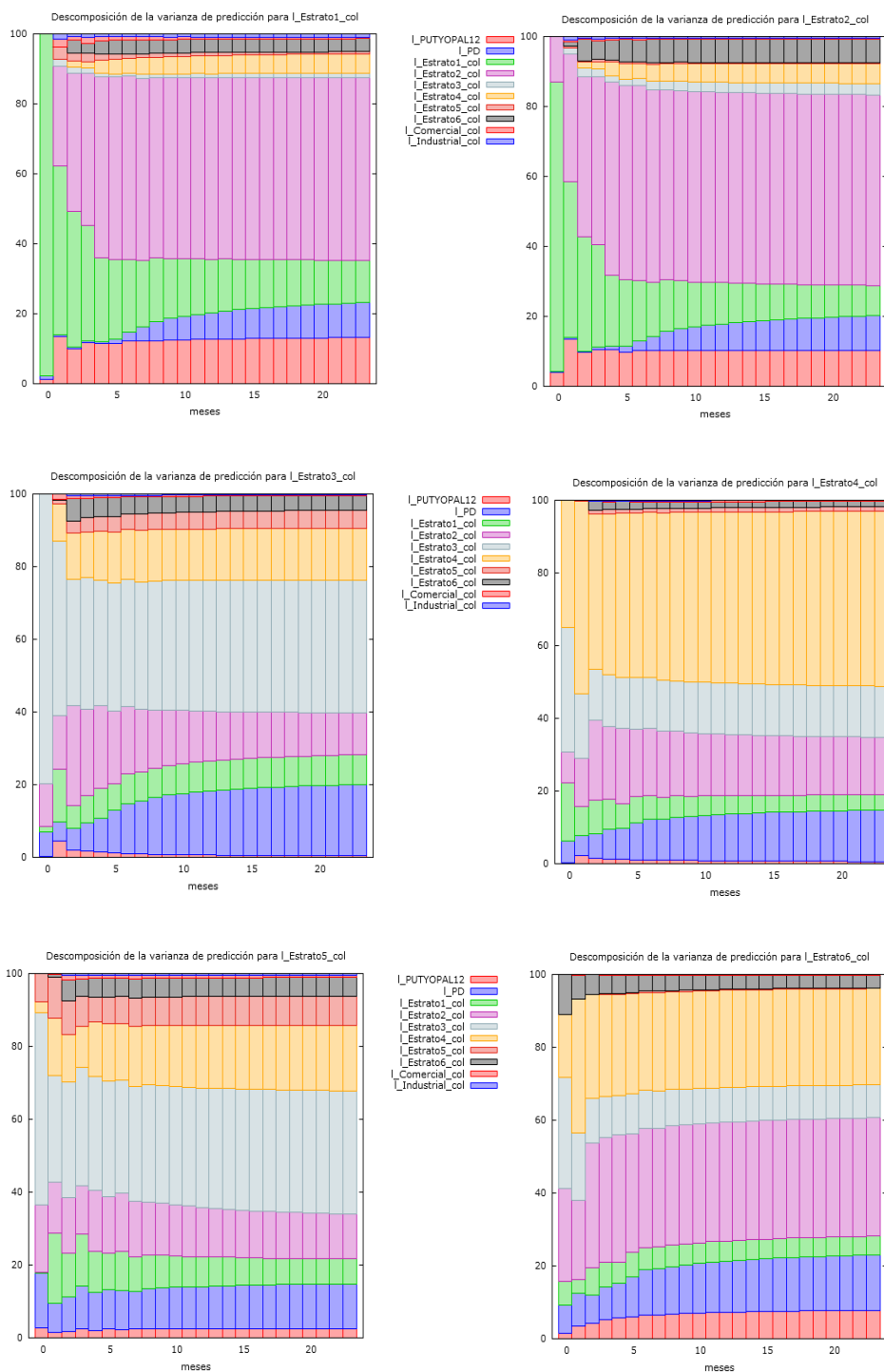


Fuente: elaboración propia

En el lado izquierdo del gráfico 50 se muestra que la varianza de la predicción del precio en boca de pozo de gas natural es mayormente explicada por sí misma en aproximadamente un 70%, por lo menos 24 meses después de la predicción; mientras que un pequeño porcentaje de contribución es reportado por las otras PD (cerca del 20%). Por su parte, la participación de las facturas promedio de gas natural en los estratos socioeconómicos de la región Interior, es casi nula.

En el lado derecho por su parte, se aprecia que la varianza de la predicción del precio de gas natural en las otras PD es mayormente explicada en al menos 24 meses después de junio de 2015, por el precio en boca de pozo de gas en la termoeléctrica de Yopal, en aproximadamente un 60% de manera constante. Por su parte, el precio de gas natural de las demás termoeléctricas es explicado por sí mismo en la varianza de su predicción con un valor cercano al 30% bajo una tendencia constante en el tiempo de pronóstico.

Ilustración 51. Descomposición de la varianza estratos PUT yopal



Fuente: Elaboración propia

El gráfico 50 permite concluir que la varianza de la predicción de las facturas promedio de gas natural en los hogares de estratos 1 y 2 en la región del Interior, son

mayormente explicadas por las facturas promedio del estrato 2, cuya contribución aumenta progresivamente hasta el quinto mes y de allí en adelante se estabiliza de una manera constante.

No se puede desconocer, el aporte que también hace la factura promedio de gas natural del estrato 1, aunque su participación disminuye paulatinamente a partir del quinto mes del pronóstico. Por su parte, la participación del precio del gas en boca de pozo de Yopal, es casi nula pues tiende a ser constante al menos 24 meses después de junio de 2015 y no alcanza a superar el 20%.

También se observa que la varianza de la predicción de la factura promedio de gas natural del estrato 3 de la región Interior, es mayormente explicada por sí misma pues esta realiza el aporte más grande entre todas las series de tiempo utilizadas en el tercer modelo. Por su parte, la participación del precio del gas en boca de pozo tiende a cero y el mayor aporte está dado por el precio de las demás termoeléctricas.

Para el caso de la varianza de la predicción de la factura promedio de gas natural en el estrato 4 a nivel nacional, se observa que esta es mayormente explicada por sí misma, aunque se evidencia un aporte importante realizado en conjunto por las facturas promedio de gas natural en los estratos 2 y 3 de la región Interior.

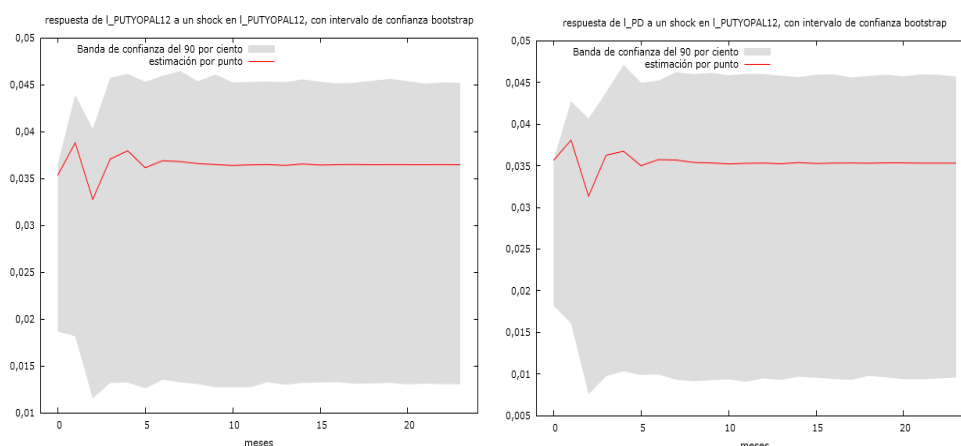
En cuanto a la varianza de la predicción de la factura promedio de gas natural en el estrato 5, está siendo mayormente explicada por la factura promedio de gas en el estrato 3; seguida por contribuciones que en conjunto implican un gran aporte por las facturas medias de gas en los estratos 2, 4 y 5 de la región interior. En el caso de la varianza de la predicción de la factura promedio de gas en el estrato 6, se tiene que esta está siendo mayormente explicada por las facturas promedio de los estratos 2 y 4. Para ambas descomposiciones de varianza, se aprecia una muy pequeña participación del precio del gas en boca de pozo de la

termoeléctrica de Yopal, y nuevamente entre las termoeléctricas aquella que más aporta al menos en los primeros 24 meses de pronóstico posteriores a junio de 2015, es el precio del gas en las demás termoeléctricas.

3.9 Respuesta al impulso con el modelo 3 – VEC (4)

El gráfico 51 muestra de manera general las respuestas al impulso para verificar relaciones de causalidad entre los precios de gas en las termoeléctricas de Yopal y otras PD.

Ilustración 52. Impulso respuesta PUTyopál - PD



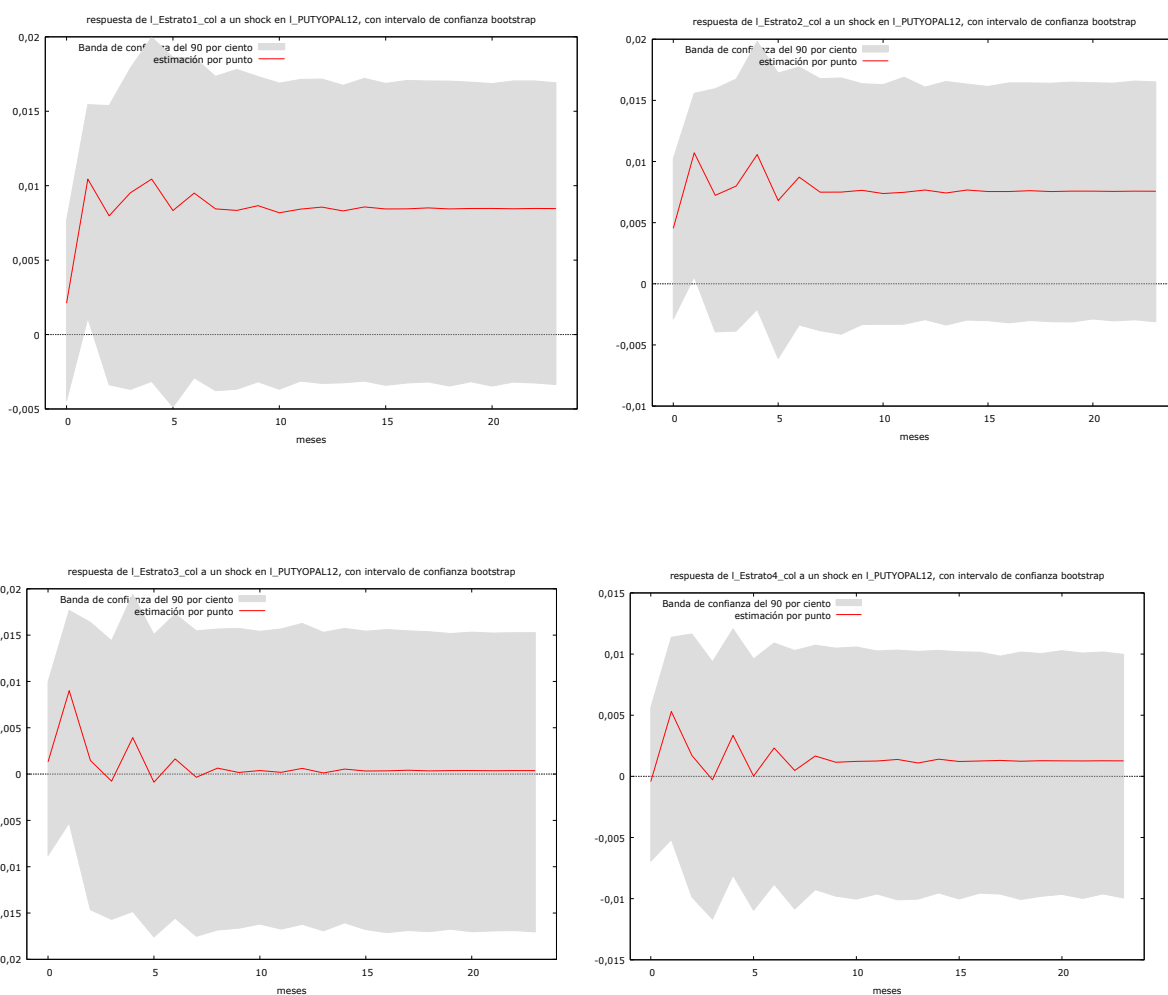
Fuente: Elaboración propia

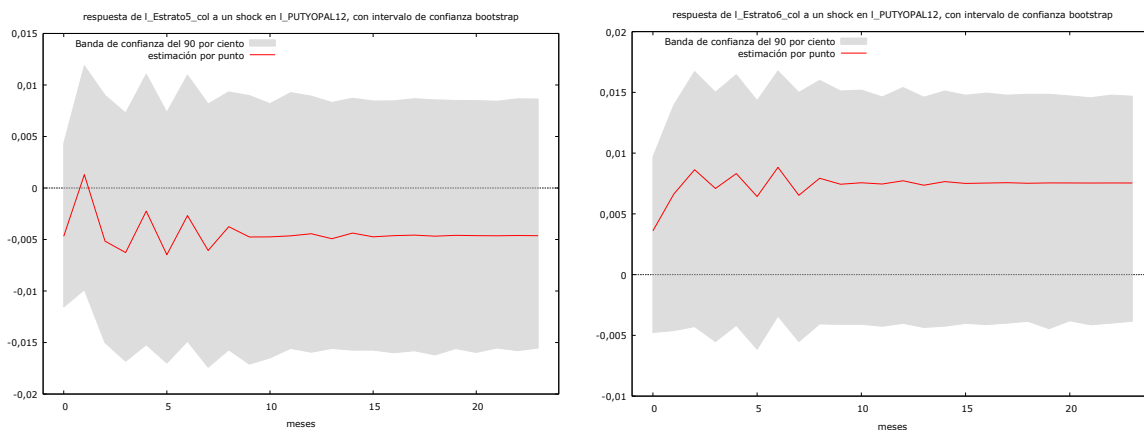
En el lado izquierdo se aprecia que el precio de gas natural en boca de pozo para la termoeléctrica de Yopal es explicado por sí mismo, pues este reacciona de forma instantánea ante sus propios cambios de forma significativa por lo menos 24 meses delante de junio de 2015, con una volatilidad en los 5 primeros meses, la cual después se estabiliza alrededor de un mismo valor de forma constante. El gráfico de la derecha muestra que el precio de las otras termoeléctricas también reacciona de forma instantánea ante variaciones en el precio en boca de pozo de gas en la termoeléctrica de Yopal, con un efecto significativo y duradero

durante el horizonte temporal del pronóstico y un comportamiento similar al observado en el gráfico de la izquierda.

Por medio de las siguientes funciones de impulso respuesta (ver gráfico 52), se concluye que el precio en boca de pozo del gas natural de los campos ubicados en Yopal no causa a las facturas promedio de gas en los hogares de los estratos socioeconómicos en la región Interior. Lo anterior como consecuencia de que el intervalo de confianza asociado a la estimación puntual de los efectos causados por el precio del gas en boca de pozo de la termoeléctrica de Yopal, contiene el cero. Situación que además se corresponde con la situación actual de la infraestructura de transporte en el país.

Ilustración 53. Función impulso respuesta PUTyopal - estratos





Fuente: Elaboración propia

3.10 Conclusiones y Recomendaciones

En el periodo de análisis se encontraban 25 agentes en el eslabón de producción, 11 en el eslabón de transporte, 41 en el eslabón de Comercialización, 16 Termoeléctricas y 7.521.000 suscriptores conectados al Sistema Nacional de Transporte.

En general se considera que los controles del precio del gas reducen el incentivo de explorar nuevas reservas, debido a que el precio que se puede esperar al encontrar nuevas reservas es menor bajo los efectos de la regulación, los beneficios esperados de la exploración se reducen de tal manera que la misma no se puede hacer de manera óptima (W. Kip Viscusi - Joseph E. Harrington, 2005), este argumento parece consistente con lo presentado en el país dado el bajísimo nivel de reservas de hidrocarburos – entre 5 y 7 años - y para este trabajo, particularmente las reservas de gas, a lo cual hay que adicionar los efectos de las consultas populares en la exploración, tema que puede ser un trabajo futuro que complementa el presente análisis.

Si bien el mercado de gas natural en Colombia es un Monopolio, con una oferta concentrada y pocos participantes, la teoría económica indica que se pueden lograr mejoras en los niveles de eficiencia en la asignación de bienes cuando existen pocos oferentes si la demanda cuenta con un poder de negociación suficiente, teniendo en cuenta el consumo de gas realizado por las termoeléctricas, y el número creciente de usuarios regulados conectados al servicio, es plausible pensar que mediante regulaciones se pueden equiparar los poderes de negociación. Ahora bien, respecto a este punto, considero que la regulación del sector no debe ser establecida por resoluciones expedidas por la CREG sino por leyes emitidas por el órgano legislador.

En este trabajo, se utilizó información mensual para examinar las relaciones y dinámicas de corto y largo plazo de los precios del gas natural en diferentes puntos de la cadena de valor: Boca de pozo, Consumidores Térmicos y Consumidores residenciales. Los resultados de los test de raíz unitaria y de Johansen muestran que no hay integración entre los mercados de gas de la región interior y la región de la costa, lo cual además se torna más difícil de lograr debido a la presencia de dos monopolios en el lado de la oferta.

De otra parte, los resultados de corto plazo de las funciones de impulso respuesta muestran que choques en el precio upstream afectan el precio downstream. Sin embargo, la evidencia de cambios en el precio upstream como consecuencia de choques en el precio downstream es muy pobre, lo que puede estar reflejando la habilidad de los productores para ajustarse a tales choques en los precios downstream.

En general, las respuestas del precio del gas natural son positivas y con una persistencia de mediano plazo puesto que las mismas duran hasta cerca de diez meses. Pero es de aclarar que la respuesta a choques en los precios es desigual, puesto que variaciones en los precios en boca de pozo presentan efectos más duraderos en los consumidores térmicos (cerca de diez meses) comparados con los observados en los consumidores residenciales (entre cinco y diez meses) Es importante tener en cuenta, que los choques en los precios de la

industria del gas natural usualmente tienen que ver con estacionalidad y eventos relacionados con el clima, para Colombia, esto se traduce en el fenómeno del niño. Con lo cual, en caso de presentarse nuevamente un fenómeno del Niño, por supuesto implicará presión al alza sobre los precios del gas, para lo cual es importante contar con suficientes volúmenes del mismo para abastecer los generadores térmicos y así mitigar los efectos sobre el precio.

Teniendo en cuenta la conclusión anterior, y la implementación de un escenario de importación de gas en Colombia para garantizar el abastecimiento pleno para los usuarios regulados y no regulados, hay que decir que los precios del gas natural aumentarían tanto para las termoelectricas como para los hogares colombianos, efecto negativo que asumirán las familias en su calidad de vida puesto que no solamente aumentarían las facturas del servicio público del gas, sino que paralelamente lo harán las facturas de la electricidad, tema de estudio que puede ser complementario a la presente investigación.

Es necesario realizar un ejercicio similar analizando los demás usuarios no regulados de gas natural, como son los pertenecientes al sector comercial e industrial, de tal manera que se cuente con información más detallada para orientar decisiones de política pública respecto de la estabilidad de la matriz energética nacional.

4. Bibliografía

- Alarcon, A. (2014). Características del Mercado de Gas Natural en Colombia: Análisis de condiciones de libre competencia.
- ANDI. (s.f.). *Andi genera - sector de gas natural en Colombia*.
- Arano, K., & Velikova, M. (2009). Price convergence in natural gas market: city-gate and residential prices. *The energy journal*, 129-154.
- Brown, S., & Yucel, M. (1993). The pricing of natural gas in u.s. markets. *Economic and Financial Policy Review, Federal Reserve Bank of Dallas*, 41 - 51.

- Brugman, A., Ocampo, R., Ravinovich, G., & Fernandez, L. (2002). Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá. *División de Recursos Naturales e Infraestructura CEPAL*, 26.
- Cardona, J. (Diciembre de 2011). REGULACIÓN DE LOS MONOPOLIOS NATURALES PRIVATIZADOS. Suiza: SWISS MANAGEMENT CENTER.
- CME GROUP. (9 de mayo de 2018). *CME GROUP*. Obtenido de <https://www.cmegroup.com/education/articles-and-reports/are-crude-oil-natural-gas-prices-linked.html>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (30 de Julio de 1996). Regulación 057 de 1996. Bogotá, Colombia.
- Comisión de regulación de energía y gas. (1999). *Análisis del mercado del gas natural y regimen de regulación de precios de suministros*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2012). *Aspectos Comerciales del Mercado Mayorista de Gas Natural*. Bogotá: Documento CREG - 062.
- Comisiópn de Regulación de Energía y Gas. (2005). *Análisis del mercado de gas natural y regimen de regulación de precios de suministro*. Bogotá.
- Concentra. (2012). *Demanda de Gas Regulada y NO Regulada por escores*. Bogotá.
- Congreso de Colombia. (28 de Octubre de 1993). Ley 80. *Estatuto general de contratación de la administración pública*. Bogotá, Colombia.
- Congreso de Colombia. (11 de Julio de 1994). Ley 142 de 1994. *Servicios públicos domiciliarios*. Bogotá.
- Congreso de Colombia. (3 de Julio de 1996). Ley 286 de 1996. Bogotá, Colombia.
- Constitución política de colombia*. (1991).
- Cuddington, J., & Wang, Z. (2006). Assessing the degree of spot market integration for U.S. natural gas: evidence from daily price data. . *Journal of regulatory economics*, 195 - 210.
- De Vany, A., & Walls, D. (1993). Pipeline access and market integration in the natural gas industry. *The Energy Journal*, Vol 14, No 4.
- Elaboración propia con datos concentra 2011-2015. (2019). Bogotá, Colombia.
- Elaboración propia con datos concentra 2012-2014. (2019).
- Elaboración propia con datos de BP Statistical Review of World Energy . (2017). Bogotá, Colombia.
- Elaboración propia con datos de BP Statistical Review of World Energy. (2017).
- Elaboración propia con información ANDI o Fedesarrollo. (2019).
- Elaboración propia con información de CREG, ECOPETROL 2013-2014. (s.f.).

- Elaboración propia con información de CREG, ECOPELROL y Resolución MME 72206. (2014).
- Elaboración propia con información de CREG, ECOPELROL, UPME y Empresas 2010-2015. (s.f.).
- Elaboración Propia con Información GREG. (2019). Tabla 1. *Resumen Reglamentación Cadena de Gas Natural*. Bogotá, Colombia.
- Engel, R., & Granger, C. (1987). Co-Integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing. *Econometrica*, Vol. 55, No. 2. (Mar., 1987), pp. 251-276.
- Fedesarrollo. (2011). *Necesidad de una política de seguridad de abastecimiento y de confiabilidad en el sector de gas natural de Colombia: Impacto Económico en la generación eléctrica*. Bogota.
- Foro Nuclear*. (22 de Junio de 2010). Obtenido de Foro de la Industria Nuclear Española: <https://www.foronuclear.org/es/100957-faqas-sobre-energia/capitulo-8/115750-106-ique-es-una-central-termoelectrica>
- Frontier . (2010). *Diagnóstico fallas del mercado de gas natural de Colombia*. Bogota.
- Hubbard, G., & Weiner, R. (1986). Regulation and Long-Term Contracting in us Natural Gas Markets. *The Journal of Industrial Economics*, 71-79.
- Informe del sector de gas natural 2014 con datos de Ecopetrol. (s.f.).
- Informe del sector de gas natural 2014 con datos de Ecopetrol . (s.f.).
- Johansen, S. (1995). *Likelihood - based inference in cointegrated vector autoregressive models*. Oxford: Oxford University Press.
- Joskow, P. (1987). Contract Duration and Relationship-Specific Investments: Empirical Evidence from Coal Markets. *The American Economic Review*, Vol. 77,, 168-185.
- King, M., & Milan, C. (1996). Price convergence in North American natural gas spot mrkets. *The energy journal*, 17 - 42.
- Knittel, C. (2003). Market Structure and the Pricing of Electricity and Natural Gas. *The Journal of Industrial Economics*, Vol. 51, No. 2, 167-191.
- Leitzinger, J., & Collette, M. (2002). A retrospective look at the wholesale gas. *Journal of Regulatory Economics*, 79 - 101.
- Lochner, S. (2011). Identification of congestion and valuation of transport infrastructures in the European natural gas market. *Elsevier*, 2483-2492.
- Lopez, C., & Sanchez, M. (Junio de 2007). Diagnóstico de las centrales termoeléctricas en colombia y evaluación de alternativas tecnológicas para el cumplimiento de la norma de emisión de fuentes fijas.
- Marmar, V., Dmitry, S., & MacAvoy, P. (2005). Bottlenecks in regional markets for natural gas transmission services. *Energy Economics*, 37-45.

- Masten, S., & Keith, C. (1985). Efficient Adaptation in Long-Term Contracts: Take-or-Pay Provisions for Natural Gas. *The American Economic Review*, Vol. 75, 1083-1093.
- Mohammadi, H. (2010). Market integration and price transmission in the U.S natural gas market: From the wellhead to end use markets. *Energy Economics*, 227-235.
- Mohammadi, H. (2011). Market integration and price transmission in the U.S natural gas market: From the wellhead to end use markets. *Energy economics*.
- Mohammadi, H. (2011). Market integration and price transmission in the U.S natural gas market: From the wellhead to end use markets. *Energy economics*, 227-235.
- Murry, D., & Zhu, Z. (2008). Asymmetric price responses, market integration and market power: a study of the U.S natural gas market. *Energy economics*.
- Pesaran, H., & Shin, Y. (1998). Generalized impulse response analysis in linear multivariate models. *Economics Letters*, 17-29.
- Petróleos de Venezuela S.A. (2009). *Informe de Gestión Anual 2009*.
- Pigou, A. (1920). *The Economics of Welfare*. Obtenido de 4a. Edición: <http://www.econlib.org/library/NPDBooks/Pigou/pgEW0.html>
- Posner, R. A. (1975). The Social Cost of Monopoly and Regulation. *The Journal of Political Economy*, Vol. 83, No. 4 (Aug., 1975), 807-828.
- Promigas SA ESP. (2014). *Informe del sector del gas natural*.
- Proyección de precio de los energéticos para generación eléctrica enero 2016 - diciembre 2035. (2016).
- Revista Dinero. (s.f.). *www.dinero.com*. Obtenido de <https://www.dinero.com/edicion-empresa/especial-comercial/articulo/eficiencia-energetica-factor-competitivo/105432>
- Sáenz, J. (6 de Junio de 2017). Tiembla la industria petrolera: Colombia se queda sin reservas de hidrocarburos. *El Espectador*.
- Senado de la República. (27 de Marzo de 1961). Ley 10, Decreto 1873 de 1973. *Código General del Proceso*. Bogotá, Colombia.
- Senado de la República. (28 de Octubre de 1993). Contratación de la Administración Pública. Bogotá, Colombia.
- Senado de la República. (11 de Julio de 1994). Servicios Públicos Domiciliarios. Bogotá, Colombia.
- Silva, J., & Páez, P. (2009). Las teorías de la regulación y privatización de los servicios públicos. *Administración & Desarrollo* 38 (52), 39-56.
- Stoft, S. (2002). Power System Economics-Designing Markets For Electricity. *IEEE Press & WILEY-INTERSCIENCE A JOHN WILEY & SONS, INC., PUBLICATION*.

- Unidad de Planeación Minero Energética. (2012). *Proyecciones de precios de gas natural y combustibles líquidos para generación eléctrica*.
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2015). *Plan energético nacional colombia: Ideario energético 2050*.
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2015). *Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica: Enero 2016-Diciembre 2035*.
- Unidad de Planeación Minero Energética. (s.f.). *Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica Enero 2016 Diciembre 2035*. Bogotá.
- UPME. (2014).
- UPME. (2015). *Plan energético nacional colombia: ideario energético 2050*. Bogotá.
- UPME. (2015). *Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050*.
- V. Marques, P. A. (2012). What Drives Efficiency on the Portuguese Gas. *9th International Conference on the European Energy Market, EEM 12; Florence; Italy; 10 May 2012 through 12 May 2012; Category numberCFP1252D-CDR*.
- Varian, H. R. (1992). *Análisis Microeconómico*. Barcelona: Antoni Bosch.
- Varian, H. R. (2006). *Microeconomía Intermedia*. Barcelona: Antoni Bosch.
- Viscusi, K., Harrington, J., & Vernon, J. (2005). *Economics of regulation and antitrust*. Massachusetts: MIT Press.
- W. Kip Viscusi - Joseph E. Harrington, J. (2005). *Economics Of Regulation And Antitrust Fourth Edition*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.
- Watson, M. (1994). *Handbook of econometrics volume 4*.
- Williamson, O. (1979). Transaction-Cost Economics: The Governance of Contractual Relations. *Journal of Law and Economics, Vol. 22, No. 2, 233-261*.
- Wolters Kluwers. (18 de agosto de 2019). Obtenido de Wolters Kluwers:
http://diccionarioempresarial.wolterskluwer.es/Content/Documento.aspx?params=H4sIAAAAAAEAMtMSbF1jTAAASMTczNLtbLUouLM_DxblwMDS0NDQ3OQQGZapUt-ckhlQaptWmJOcSoAFtLjADUAAAA=WKE