



Matemáticas Aplicadas

Análisis Económico de los Mecanismos de Negociación Directa y Úselo o Véndalo ¹

ALVARO J. RIASCOS VILLEGAS
QUANTIL Y UNIVERSIDAD DE LOS ANDES ²

NATALIA SERNA BORRERO
QUANTIL Y UNIVERSIDAD ICESI ³

DICIEMBRE 18 DE 2014

¹**Versión confidencial favor no divulgar.** Reporte preliminar y para comentarios de la CREG. Agradecemos el intercambio de ideas con los agentes de la industria: Gas Natural, Chevron, Equion, Grupo Corona, Emgesa, EPM, Alcanos, Ecopetrol, CREG y conversaciones con Luciano de Castro, Angela Cadena y David Harbord. Las opiniones, errores u omisiones son responsabilidad exclusiva de los autores y no reflejan o comprometen las opiniones de los agentes o las personas consultadas para este estudio.

²Correo electrónico: alvaro.riascos@quantil.com.co

³Correo electrónico: natalia.serna@quantil.com.co

Índice

1. Introducción	2
2. Revisión de literatura y marco teórico	2
3. Datos y estadísticas descriptivas	5
4. Análisis del resultado de la negociaciones directas	14
4.1. Competencia y poder de negociación	15
4.1.1. Metodología	15
4.1.2. Resultados	16
4.2. Flexibilidad	22
4.3. Principio de neutralidad	22
4.4. Desbalance para la activación del mecanismo	25
4.5. Subasta vrs negociación directa	25
5. Observaciones sobre las negociaciones de úselo o véndalo de largo plazo	27
6. Conclusiones y recomendaciones	27
6.1. Competencia y poder de negociación	27
6.2. Flexibilidad	27
6.3. Principio de neutralidad	28
6.4. Desbalance para la activación del mecanismo	29
6.5. Subasta vrs negociación directa	29

1. Introducción

Este documento hace un análisis económico sobre las negociaciones directas entre productores y compradores de gas natural durante los periodos establecidos por la Resolución 089 de 2013 en los años 2013 y 2014. Para esto se utilizó información sobre todas las negociaciones cerradas entre las partes en los dos periodos. Para el caso de las negociaciones úselo y véndalo de largo plazo, se observaron muy pocas transacciones (únicamente dos) por lo cual no fue posible hacer ningún ejercicio empírico para entender los resultados observados. En general la metodología utilizada consistió en entrevistar a varios agentes de la industria, revisar la literatura teórica y empírica relevante y, cuando fue posible, probar econométricamente algunas hipótesis económicas.

El documento está organizado de la siguiente forma. En la primera sección hacemos una revisión rápida de la literatura teórica y empírica relevante. Esta sección es opcional y no es fundamental para la comprensión del análisis y resultados del estudio. Su propósito es resaltar algunas ideas de la literatura académica que pueden arrojar luces sobre el comportamiento positivo y normativo de las negociaciones directas de gas natural. Es decir, sirve como una guía para organizar las ideas, interpretar la realidad observada y como guía para la exploración descriptiva y econométrica de los datos. La tercera sección describe los datos utilizados y presenta algunas estadísticas descriptivas que son fundamentales para el análisis económico de la cuarta sección. La quinta sección es propiamente el corazón del estudio en donde se hace el análisis económico de los resultados a la luz de las entrevistas con los agentes y los datos disponibles. La sexta sección hace algunas observaciones muy rápidas sobre las negociaciones de transporte de gas úselo o véndalo con base en las entrevistas con los agentes. La quinta y última sección contiene las conclusiones y recomendaciones.

2. Revisión de literatura y marco teórico

Si bien existe una vasta literatura sobre la teoría de contratos y la teoría de negociaciones, que son los dos pilares teóricos que se usarán en este estudio como marco conceptual para el análisis empírico, lo mismo no se puede decir de la literatura empírica que se deriva de estas teorías (Chiappori and Salanie (2002)). En el caso particular de estudios aplicados al sector de gas, la literatura empírica es aún más escasa. Sin embargo, para efectos del presente estudio es posible apoyarse en algunos modelos teóricos centrales de la teoría para racionalizar la interacción entre los agentes así como algunos esfuerzos empíricos para entender los datos disponibles. Específicamente, nos apoyamos en la teoría de competencia imperfecta, la teoría de costos de transacción y dos modelos básicos de la teoría de negociaciones: el modelo de negociación de Rubinstein (Rubinstein (1982)) y el concepto de solución de Nash a un problema de negociación. En el ámbito empírico, verificamos algunas de las implicaciones de la teoría de competencia y costos de transacción para el caso de las negociaciones directas llevadas a cabo entre compradores y vendedores de gas natural

durante los periodos dispuestos por la Resolución 089 en los años 2013 y 2014. Dada la escasez de información -un poco más de 60 negociaciones observadas en ambos periodos- encontramos difícil validar las consecuencias empíricas de la teoría de los dos modelos de negociación mencionados, sin embargo estos juegan un papel esclarecedor en la interpretación de los resultados observados.

La teoría de competencia imperfecta sugiere que el precio de negociación depende estrechamente de variables de estructura de mercado tales como la participación de los vendedores o compradores o medidas de concentración como el índice HHI.⁴ Este es el caso de modelos básicos de competencia oligopolística como lo es el modelo de Cournot. En éste es posible mostrar cómo el índice HHI y la elasticidad de la demanda (véase Vega-Redondo (2003)) son determinantes del poder de mercado de los productores (entendido éste como la diferencia entre el precio y el costo marginal). Entre mayor sea el índice HHI y menor sea la elasticidad de la demanda, mayor es el poder de mercado. Estos dos aspectos serán importantes en el análisis posterior de los resultados de las negociaciones directas de gas natural.⁵

De otra parte, la teoría de los costos de transacción sugiere que cuando existen inversiones específicas altas (costos hundidos) y/o costos de transacción altos (negociaciones frecuentes y/o costos altos de negociaciones), los contratos de largo plazo o la integración vertical son una respuesta eficiente desde el punto de vista económico (Tadelis and Williamson (2010)). Los altos costos hundidos como aquellos en los que incurren los productores y transportadores de gas generan una alta incertidumbre sobre los ingresos futuros y podrían motivar un comportamiento oportunístico de la contraparte que puede poner en espera las inversiones necesarias para iniciar el negocio (este se conoce como el *hold up problem* en la literatura sobre costos de transacción). La posibilidad de firmar contratos de largo plazo mitiga este comportamiento estratégico y reduce la incertidumbre. Oren (2003) también resalta el papel que juegan los contratos de largo plazo en la reducción de la incertidumbre que enfrentan los inversionistas. En resumen, la teoría de costos de transacción sugiere que estos costos son un determinante importante del precio de negociación de los contratos de largo plazo. Luego, teniendo en cuenta las implicaciones de la teoría de competencia imperfecta y la teoría de costos de transacción, el precio de los contratos está determinado por ambos tipos de variables: variables de estructura de mercado, en particular de concentración, y variables de costos de transacción como el número de contratos firmados. Esta intuición motiva el ejercicio econométrico que se realiza más adelante basado en (??). En este ejercicio queremos probar la hipótesis de la relevancia de las variables de concentración de mercado en la determinación de los precios, controlando por variables de costos de transacción y otras intuitivamente relevantes.

⁴En los ejercicios econométricos utilizaremos algunas medidas específicas de poder de mercado como el índice de oferta residual RSI por sus siglas en inglés.

⁵Le Coq (2004), Liski and Montero (2004) muestran como los contratos de largo plazo pueden ayudar a sostener arreglos colusivos en juegos repetidos.

Adicionalmente, la literatura sobre competencia imperfecta también ha dado argumentos valiosos sobre cómo la contratación de largo plazo o los contratos futuros ayudan a mitigar el poder de mercado (Blaise and Vila (1989), Newberry (1998)). Por ejemplo, en el caso más sencillo del modelo de Cournot, no es difícil mostrar que los contratos forward reducen el poder de mercado de los productores. Entonces la pregunta sobre el papel de las medidas de concentración en los precios de los contratos es en el fondo una pregunta empírica que tratamos de resolver con los datos disponibles.

Finalmente, la teoría de la negociación y, en particular, el modelo clásico de negociación alterna de Rubinstein, así como el concepto de solución de Nash en presencia de poder de negociación ofrecen perspectivas positivas y normativas esclarecedoras sobre las negociaciones directas entre dos partes.

En primera instancia el modelo de negociación de Rubinstein presenta algunas similitudes con el proceso de negociación directa que fue posible deducir de las conversaciones con los agentes. Esto es, un primer jugador (en este caso el productor) hace una oferta. La oferta puede ser sobre cómo repartir el conjunto de posibilidades de beneficios de las partes. En este caso, si los agentes tienen preferencias por el precio y la cantidad de gas, el conjunto de beneficios (utilidades) posibles para cada agente son todos los beneficios posibles de parejas de precio y cantidad factibles. Una vez recibida la oferta del primer jugador, el comprador tiene la opción de aceptar o contraofertar. Mientras ninguna de las partes acepte, la ofertas y contraofertas continúan indefinidamente. La teoría afirma que en este contexto, es un equilibrio que la oferta inicial hecha por el primer jugador (productor) resulta ser aceptada. Intuitivamente, el primer jugador tiene una ventaja en la medida que al tener la opción de ofertar primero consigue transferirle al segundo jugador el problema de sopesar la acción de aceptar inmediatamente o asumir el costo de esperar. En general, el primer jugador consigue una asignación más favorable que el segundo y la diferencia entre éstas es mayor en la medida en que el segundo jugador sea más impaciente. Este resultado es robusto a varias modificaciones de interés para el proceso de negociación, por ejemplo: cuando existe una alternativa de retirarse de la negociación o una probabilidad de que las negociaciones se terminen en cada ronda, variaciones en el tiempo de respuesta de los agentes, costo de rechazar las ofertas distintos al de descontar los beneficios futuros, etc. ⁶.

En el problema de negociación analizado por Nash (Rubinstein and Osborne (1994)) los agentes toman acciones simultáneas y el problema consiste en determinar qué distribución del conjunto de utilidades posibles de las dos partes se puede acordar entre ellos. Una idea importante que surge de este análisis es que el resultado final depende del poder de negociación de las partes.

⁶véase Rubinstein and Osborne (1994))

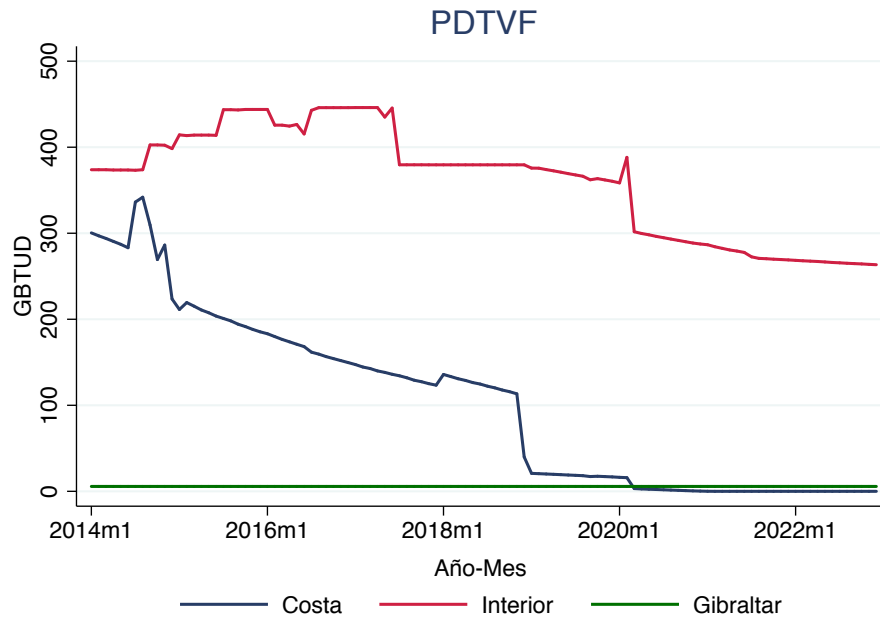
3. Datos y estadísticas descriptivas

Para analizar el mecanismo de negociación directa que fue aplicado durante 2013 y 2014, contamos con una base de datos con información de todos los contratos firmados durante cada año. Por cada negociación observamos el tipo de contrato (firme, firmeza condicionada, opción de compra) y la duración (fecha de inicio y finalización del suministro), el vendedor, el comprador, el precio pactado, las cantidades y el tipo de demanda que los compradores anuncian que van a atender con cada contrato (comercial, GNV, industrial, residencial, térmica, transportadores y otras demandas). También observamos el campo de producción (Ballena, Cusiana, Gibraltar) y el punto de entrega (boca de pozo o Barrancabermeja).

Con estas variables construimos indicadores de concentración de mercado entre los vendedores y los compradores tales como el índice de Herfindahl-Hirschman a nivel del campo de producción, la duración del contrato y el año de la negociación; y las participaciones de mercado de cada agente. Por cada vendedor y comprador, calculamos el número de contratos que ha firmado y la cantidad total que suministran y reciben, respectivamente.

En el gráfico (1) mostramos la PDTVF de la zona de la costa Atlántica, el interior del país y Gibraltar. De aquí podemos notar claramente la disminución en la disponibilidad de gas natural para la venta en firme de la costa, que pasa de 300 GBTUD en Enero de 2014 a 0 GBTUD en el 2022. Por el contrario, al interior del país se puede ver que la oferta de gas decrece un 26 % en ese mismo periodo. En el caso de Gibraltar, la disponibilidad es pequeña comparada con la de los otros campos de producción, con cerca de 6 GBTUD. Valga resaltar la caída de aproximadamente 90 % en la PDTVF de la costa a inicios de 2019 con respecto al final del 2018, que coincide con la declaración de Ecopetrol al MME de dedicar parte de su producción de gas al autoconsumo.

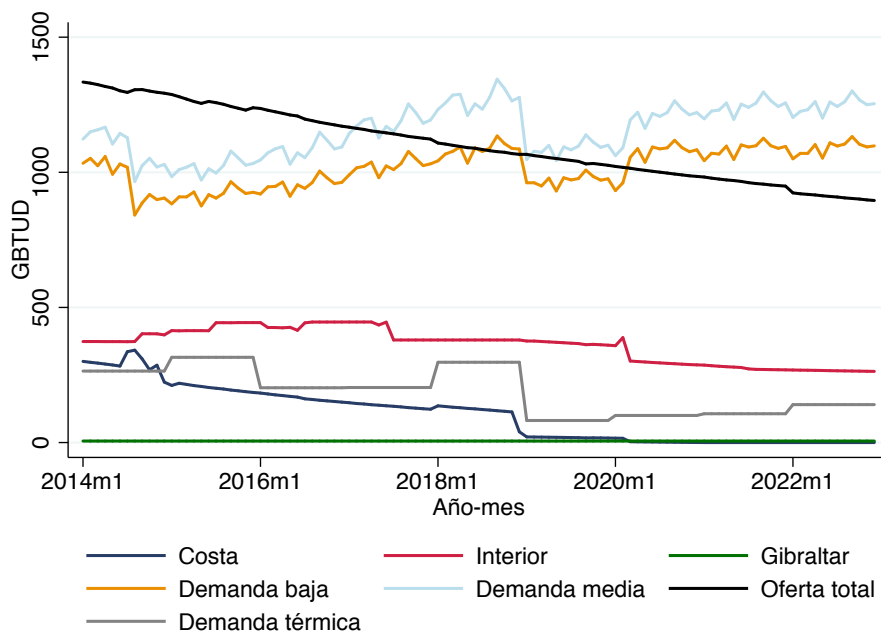
Gráfico 1: PDTVF por campo de producción



La disponibilidad para la venta en firme a diferentes plazos sugiere que de continuar aumentando la demanda y si no entran en producción nuevos campos, debido a la desconexión en entre la costa y el interior para transportar gas, es previsible una situación de escasez en la costa.

En el gráfico (6) mostramos el precio promedio ponderado por la cantidad vendida en cada campo de producción y por cada duración. En general, los precios en Cusiana son más bajos que en Ballena, lo cual refleja diferencias entre ambos campos de producción, el primero con un exceso de oferta y el segundo con un exceso de demanda. Si nos enfocamos en los contratos de un año, podemos ver que durante 2013 la diferencia en el precio de ambos campos era de 40 centavos de dólar. Sin embargo a 2014, esa diferencia aumenta considerablemente a 2.15 dólares: el precio medio en Ballena era de 5.15 dólares mientras que en Cusiana era de 3 dólares aproximadamente. Para los contratos a 5 años la diferencia es similar, en Ballena el precio promedio de estos contratos es de 4.9 USD mientras que en Cusiana es de 3.25 USD. En el caso de Gibraltar, los precios son similares a los de Ballena.

Gráfico 2: PDTVF por campo de producción y demanda media



En general las ventas de gas natural fueron sustancialmente menores en el 2014 comparado con el 2014 (véase gráficos 3 y 4)

Gráfico 3: Cantidad total por campo de producción

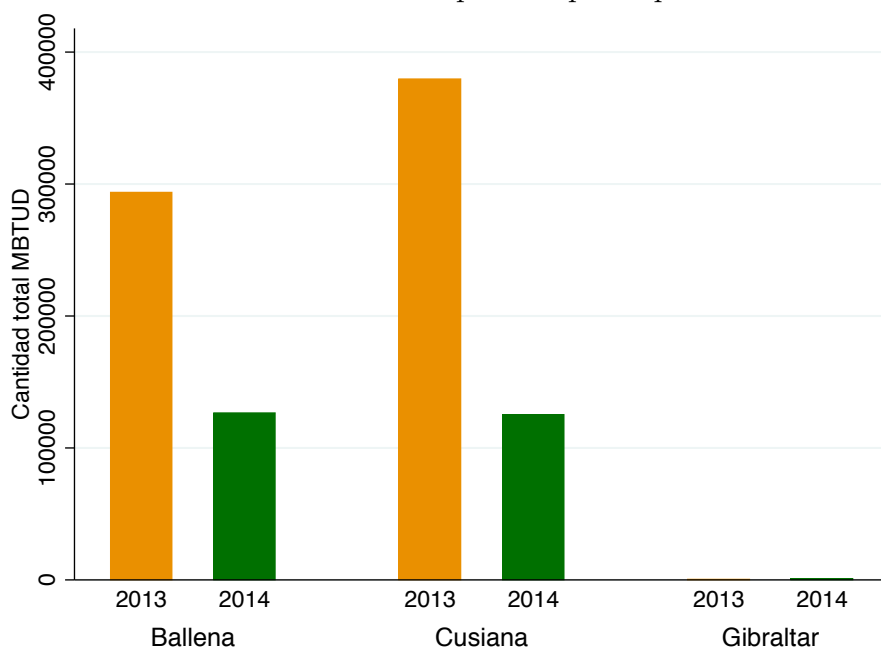


Gráfico 4: Cantidad total por vendedor y campo de producción

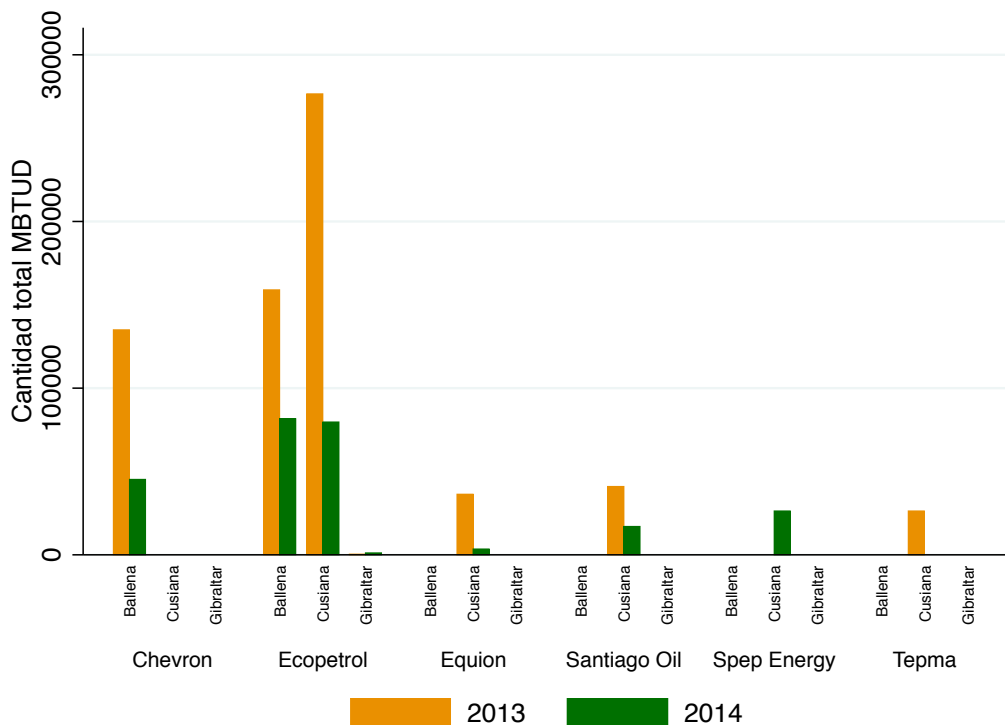
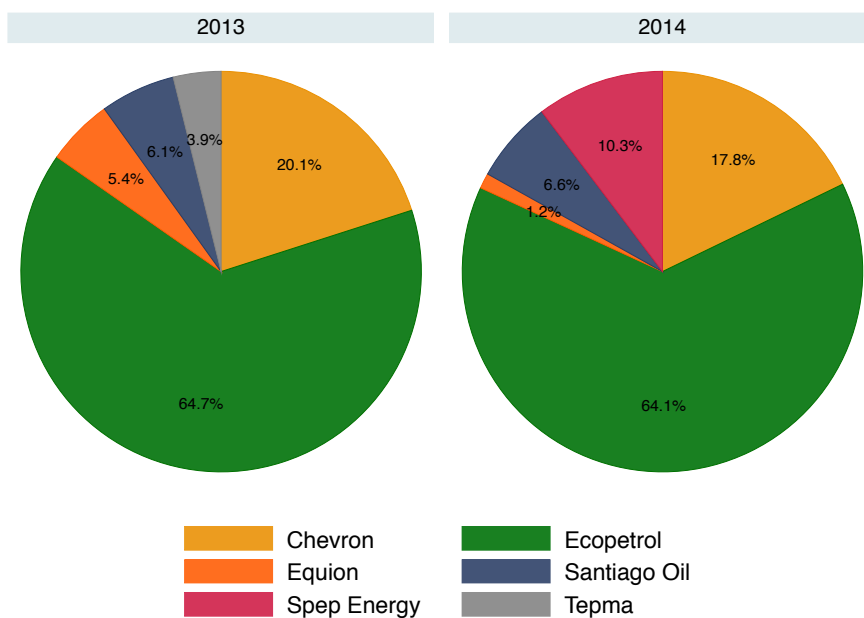


Gráfico 5: Participación de mercado de cada vendedor por año



En el gráfico (5) mostramos las participaciones de mercado de cada vendedor por año tenien-

do en cuenta la cantidad total que cada uno negoció en los campos de producción donde tienen presencia. Del gráfico podemos ver que Ecopetrol tiene una participación cercana al 65 % en cada año, lo que lo convierte en la firma con mayor participación. Seguido se encuentra Chevron con una participación de aproximadamente 20 % en ambos años. Equión, quien participó en los dos procesos de negociación, tuvo una participación de 5.4 % en el 2013 y de 1 % en el 2014. La reducción en su cuota de mercado en el 2014 puede deberse a la entrada de Spép Energy en las negociaciones, quien abarcó un 10 % de la cantidad total negociada durante ese año. Por su parte Santiago Oil representa cerca un 6 % del mercado en cada año. Finalmente, Tepma que participó en el proceso de 2013 tenía un 4 % del mercado de las negociaciones.

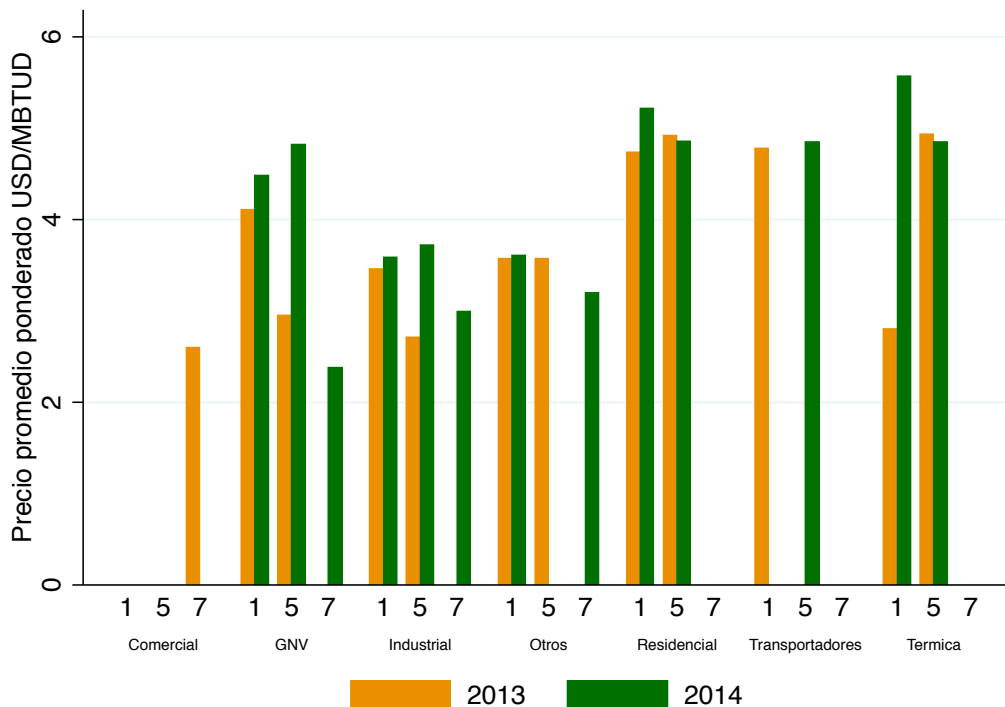
Gráfico 6: Precio promedio por campo de producción y duración del contrato



En el gráfico (6) mostramos el precio promedio ponderado por la cantidad vendida en cada campo de producción y por cada duración. En general, los precios en Cusiana son más bajos que en Ballena, lo cual refleja diferencias fundamentales entre ambos campos de producción, el primero con un exceso de oferta y el segundo con un exceso de demanda. Si nos enfocamos en los contratos de un año, podemos ver que durante 2013 la diferencia en el precio de ambos campos era de 40 centavos de dólar. Sin embargo a 2014, esa diferencia aumenta considerablemente a 2.15 dólares: el precio medio en Ballena era de 5.15 dólares mientras que en Cusiana era de 3 dólares aproximadamente. Para los contratos a 5 años la diferencia es similar, en Ballena el precio promedio de estos contratos es de 4.9 USD mientras que en Cusiana es de 3.25 USD. En el caso de Gibraltar, los precios son similares a los de Ballena.

Cuando calculamos el precio promedio ponderado por la cantidad vendida a cada tipo de demanda y por cada duración, el gráfico (7) muestra que efectivamente los precios del gas natural hacia la demanda residencial y GNV, que son esenciales, son los más altos. El precio hacia la demanda térmica también es alto debido a la alta disposición a pagar de ese tipo de generadores y, a su vez, debido a los costosos sustitutos del gas a los que se ven enfrentados. De otro lado, podemos ver que el precio al que se le vende a la demanda industrial es el más bajo para todas las duraciones. La diferencia en el precio promedio entre la demanda esencial y la industrial puede llegar a ser de 1.25 dólares por MBTUD. Cabe resaltar que durante 2013, el precio a la demanda térmica para contratos de un año estuvo por debajo del precio a la demanda industrial. También se puede ver que, en general, el precio medio para los contratos de más de 5 años está ligeramente por debajo del precio para contratos de menor duración.

Gráfico 7: Precio promedio por tipo de demanda y duración del contrato



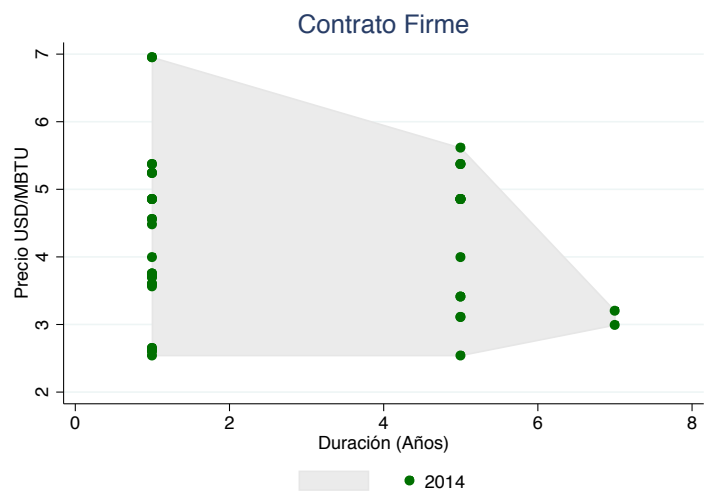
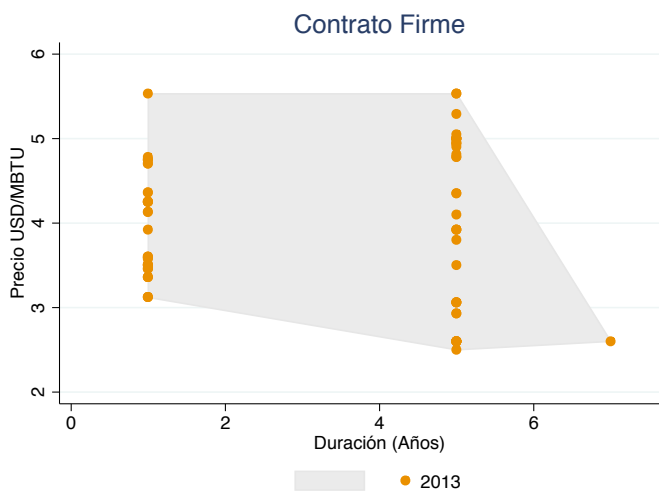
Para ver la relación entre el precio negociado y la duración del contrato, en los gráficos (8) y (9) mostramos un diagrama de dispersión entre el precio y la duración de los contratos de suministro firme. La Resolución 089 de 2013 establece que en el mecanismo de negociación directa los contratos pueden durar 1, 5, o más de 5 años.

Como se puede ver, en el 2013 para los contratos de 1 año la dispersión entre los precios negociados es alta en comparación con contratos de duraciones más largas. El máximo precio para contratos a un año es cerca de 5.5 USD/MBTUD al igual que para los contrato de 5 años, mien-

tras que para aquellos de más de 5 años el precio se encuentra ligeramente por debajo de los 3 USD/MBTUD. En el 2014, la relación es menos obvia pero hay evidencia de que la varianza del precio es mayor para duraciones menores. Por ejemplo podemos ver que el máximo precio para contratos de un año es de 7 dólares por MBTUD, seguido de 5.5 USD/MBTUD para contratos de 5 años, y cerca de 2.6 USD/MBTUD para contratos de más de 5 años. La alta variabilidad del precio para contratos de corto plazo (1 año), no obstante, está asociada al tipo de demanda y al campo de producción.

Gráfico 8: Diagrama de dispersión del precio contra la duración-contrato firme (año 2013)

Gráfico 9: Diagrama de dispersión del precio contra la duración-contrato firme (año 2014)



En los gráficos (10) y (11) mostramos el diagrama de dispersión entre el precio y la duración de los contratos de firmeza condicionada. En el 2013, este tipo de contrato se negoció únicamente para una duración de un año, en la que el precio oscilaba entre 2 y 3 USD/MBTUD. Para el 2014, de nuevo se evidencia que entre mayor es la duración, menor es la varianza del precio. Sin embargo, el máximo precio para los contratos a 5 años es ligeramente mayor que el máximo precio para los contratos a un año (la diferencia es de cerca de 25 centavos de dólar por MBTUD).

Gráfico 10: Diagrama de dispersión del precio contra la duración-contrato firmeza condicionada (año 2013)

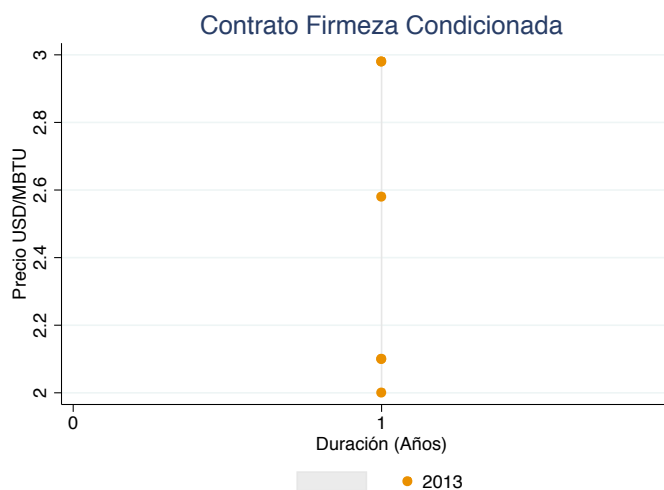
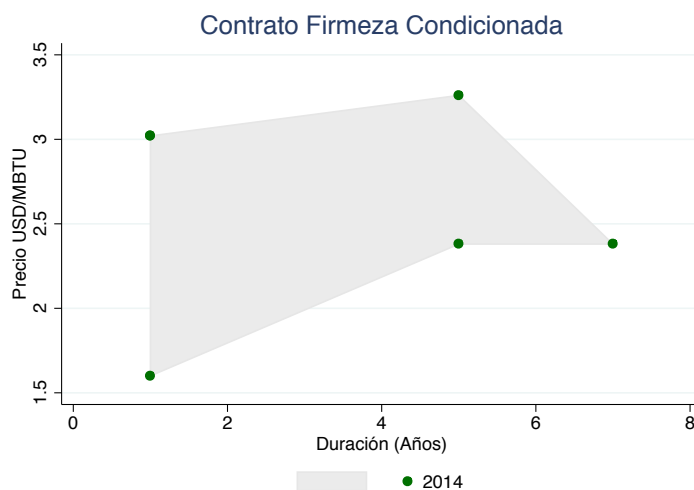


Gráfico 11: Diagrama de dispersión del precio contra la duración-contrato firmeza condicionada (año 2014)



En el gráfico (12) ponderamos el precio de los contratos de suministro firme por la cantidad comercializada de cada vendedor para cada duración, con el fin de ver una curva forward suavizada. Como se puede ver, en promedio, el precio disminuye cuando los contratos son más largos. Esto es consistente con la teoría de los costos de transacción que afirma que si las empresas pueden pactar un suministro por más tiempo, esto les permite ahorrarse ciertos costos de transacción asociados con la comercialización del gas natural y, por ende, podrían aceptar precios más bajos cuando negocian con los compradores. También vemos que los precios durante 2014 son más altos que en el 2013 para cada duración, y estos difieren aproximadamente en 60 centavos de dólar por MBTUD.

El mismo análisis se presenta en el gráfico (13) para los contratos de suministro con firmeza condicionada. Nótese que en este caso, para el 2014 el precio promedio para las duraciones más largas (2.4 USD/MBTUD) supera ligeramente al de los contratos de un año (2.25 USD/MBTUD). Además, el precio negociado presenta un pico para los contratos de suministro a 5 años, en los que alcanza aproximadamente los 2.55 dólares por MBTUD. Finalmente podemos ver que para los contratos de un año, el precio de 2013 era mayor al de 2014 en aproximadamente 10 centavos de dólar.

Gráfico 12: Precio promedio ponderado contra duración del contrato firme

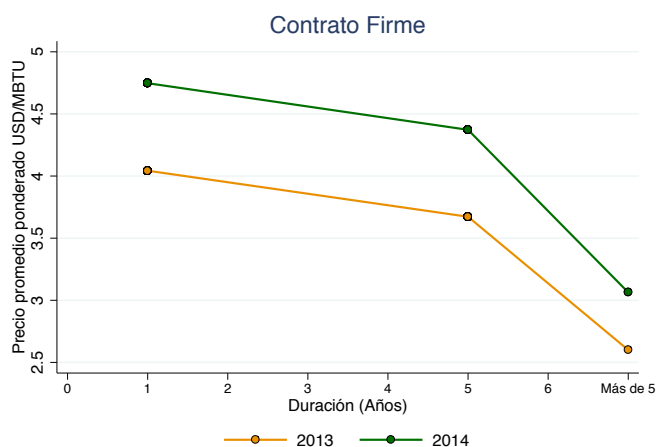
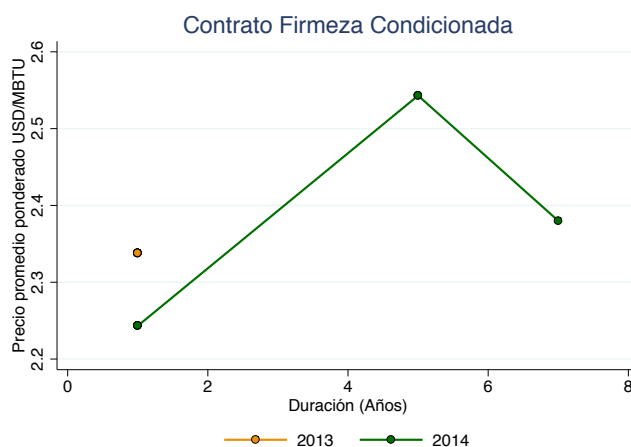
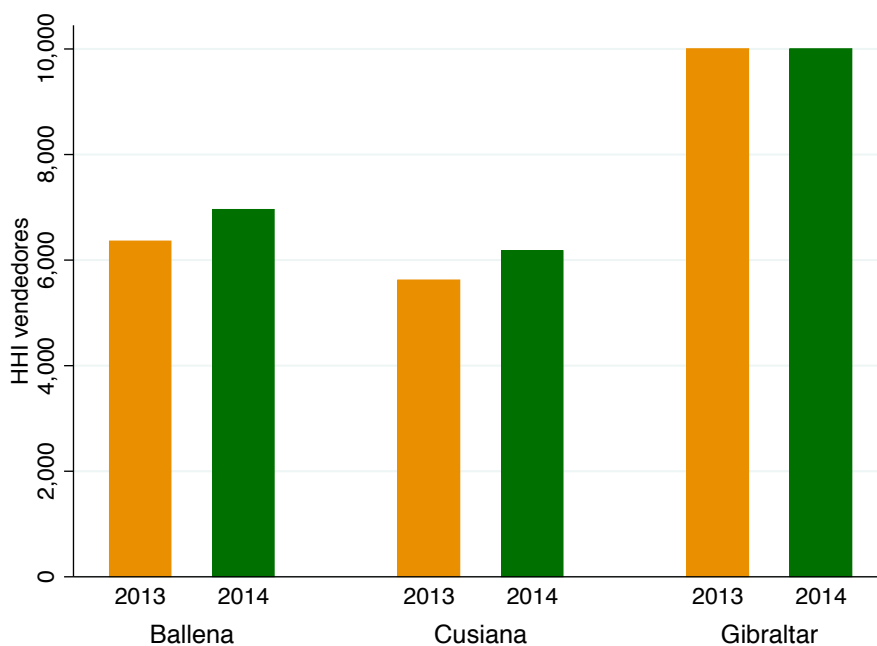


Gráfico 13: Precio promedio ponderado contra duración del contrato de firmeza condicionada



La gráfica (14) pone de manifiesto el alto grado de concentración de la producción de gas natural en Colombia.

Gráfico 14: HHI Vendedores



Para ver si los vendedores de gas con mayor participación en el mercado logran pactar precios más altos, en los gráficos (15) y (16) mostramos el precio promedio por vendedor para los contratos firmes de duración de 1 año y 5 años. El tamaño de los círculos se relaciona directamente con la cantidad vendida de cada productor en la negociación directa. Como podemos ver, para los contratos de un año hay cierta evidencia de que los vendedores con mayor participación de mercado

logran negociar precios más altos. Sin embargo la relación no se mantiene para los contratos a 5 años. Lo anterior iría en línea con las hipótesis del poder mercado pero no desmiente las ideas de la teoría de los costos de transacción. Entonces es fundamental tener en cuenta las predicciones de ambas teorías para estudiar los resultados del mecanismo de negociación directa en el mercado de gas natural en Colombia.

Gráfico 15: Precio promedio por vendedor-Contrato firme de 1 año

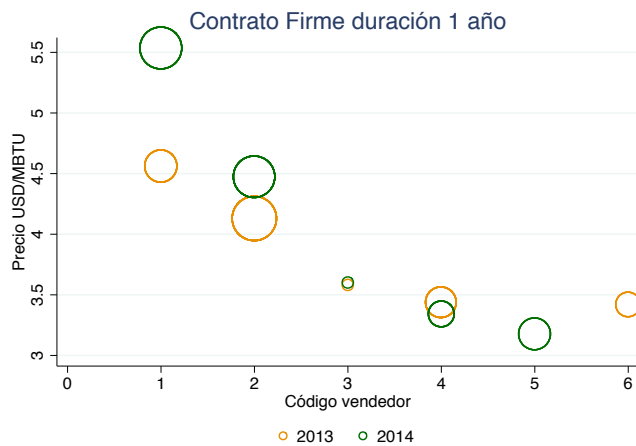
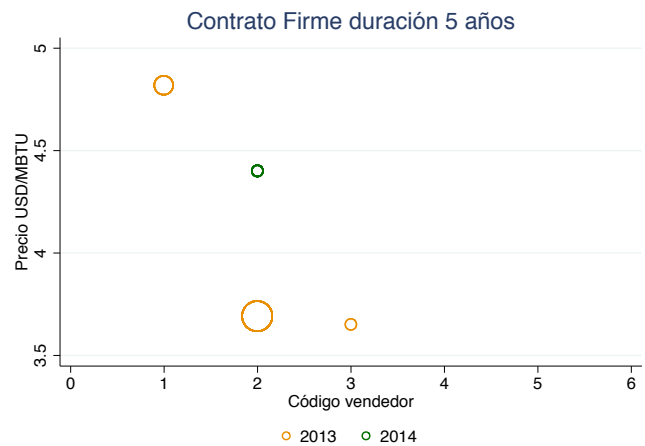


Gráfico 16: Precio promedio por vendedor-Contrato firme de 5 años



4. Análisis del resultado de la negociaciones directas

Esta sección presenta el análisis económico de los resultados presentados en la sección anterior y que sirven para justificar algunas de las conclusiones y recomendaciones de este estudio. La gran mayoría de las observaciones que hacemos aquí tienen origen en las conversaciones con los agentes del mercado y nuestro principal objetivo ha sido racionalizar algunas de estas a la luz de la información y datos disponibles para el estudio. Por razones de confidencialidad es necesario excluir algunos detalles que soportan con mayor precisión algunas de las afirmaciones.

Hemos organizado estas observaciones alrededor de los siguientes temas:

1. Competencia y poder de mercado
2. Flexibilidad de los contratos
3. Principio de neutralidad
4. Desbalance para la activación del mecanismo
5. Subastas vrs negociación

4.1. Competencia y poder de negociación

En las conversaciones con los agentes se hizo evidente la existencia de cierto poder de mercado por parte de los vendedores. La gráfica (5) y la gráfica (14) ponen en evidencia la gran concentración en el mercado de productores de gas natural. Adicionalmente a la participación directa de Ecopetrol en la producción, esta empresa sostiene contratos de asociación con los dos mayores productores y participa en la Junta Directiva de por lo menos una de estas empresas.

La siguiente subsección explora en términos cuantitativos algunas de las consecuencias económicas que tiene este grado de concentración medido por el HHI de los productores y compradores en los dos años de negociaciones.

4.1.1. Metodología

En esta sección seguimos de cerca el análisis econométrico de Hubbard y Weiner (1991). El objetivo de este análisis es cuantificar el efecto del poder de mercado sobre los precios de negociación de los contratos controlando por costos de transacción y otras variables relevantes.

La especificación econométrica general es de la siguiente forma:

$$\ln(P_{i,j,k})^t = \beta_0 + \beta_1 \ln(Q_{i,j,k})^t + \alpha M_{i,j,k}^t + \delta C_{i,j,k}^t + \eta T_{i,j,k}^t + \zeta K_{i,j,k}^t + \mu D_{i,j,k}^t + \gamma_k^t + \varepsilon_{i,j,k}^t \quad (1)$$

$t \in [2013, 2014]$

Donde:

- i es el vendedor, j el comprador, k el campo de producción y t es el año (2013 o 2014).
- $P_{i,j,k}^t$ es el precio del contrato firmado entre el vendedor i ubicado en el campo de producción k y el comprador j , durante el año t , medido en USD/MBTUD.
- $Q_{i,j,k}^t$ es la cantidad pactada en cada contrato, medida en MBTUD.
- $M_{i,j,k}^t$ es una matriz de variables asociadas con el poder de mercado, entre las que está el índice de Herfindahl-Hirschman de los vendedores y los compradores.
- $C_{i,j,k}^t$ es una matriz de variables asociadas con los costos de transacción, entre las que están el número total de contratos firmados por cada vendedor y cada comprador.
- $T_{i,j,k}^t$ es una matriz de controles o variables dummy asociadas a la duración del contrato (1 año, 5 años y más de 5 años).
- $K_{i,j,k}^t$ es una matriz de controles o variables dummy asociadas a cada tipo de contrato (Firme, Firmeza condicionada, Opción de compra).

- $D_{i,j,k}^t$ es una matriz de controles o variables dummy asociadas a cada tipo de demanda (Comercial, GNV, Industrial, Otros, Residencial, Transportadores, Térmica).
- γ_k^t son efectos fijos de campo de producción (Ballena, Cusiana y Gibraltar).
- $\varepsilon_{i,j,k}^t$ es el término idiosincrático de error.

Si los índices de concentración del mercado explican las variaciones observadas en el precio de los contratos, aún después de controlar por la duración del contrato, el tipo de demanda y el campo de producción, entonces habría evidencia de que el poder de mercado determina las realizaciones del mecanismo de negociación directa y no necesariamente los costos de transacción, lo cual probablemente no sea eficiente. Si por el contrario, las variables asociadas a los costos de transacción explican las variaciones observadas en el precio y no el poder de mercado, habría evidencia de que la negociación directa es eficiente pues le permite a los agentes ahorrarse los costos asociados a la comercialización del gas, y recuperar el costo de realizar grandes inversiones.

4.1.2. Resultados

En esta sección mostramos la estimación del modelo (1) de forma separada para cada año. Las especificaciones se diferencian entre sí por los controles que utilizan. La primera incluye variables de concentración de mercado, la segunda incorpora variables asociadas a los costos de transacción, la tercera incluye una dummy específica a Ecopetrol y dos términos de interacción entre la dummy para Ecopetrol y la duración de los contratos. Finalmente, la cuarta especificación incluye controles de campo de producción. Además en todas las columnas se controla por el tipo de contrato, la duración y el tipo de demanda.

En la columna (1) de la tabla (1) estimamos el modelo únicamente con los datos de 2013. Podemos ver que el nivel de concentración de mercado a nivel de los vendedores explica significativamente las variaciones en el precio de los contratos. Cuanto mayor es la concentración del mercado, mayor es el precio que los vendedores pueden pactar con los compradores. El coeficiente asociado al índice de Herfindahl de los vendedores indica que un aumento de un punto porcentual en el HHI de los vendedores genera un incremento promedio de 38% en el precio de los contratos, incluso controlando por la duración. Este efecto se mantiene cuando incorporamos variables de costos de transacción. En la columna (2) podemos ver que el HHI de los vendedores se mantiene significativo y positivo. En este caso el índice de concentración del mercado a nivel de los compradores también resulta relevante al igual que el número de contratos firmados por los vendedores. Esto sugiere dos cosas: por un lado, que cuanto mayor es el poder de mercado entre los compradores, estos podrían pactar precios más bajos en la negociación y, por otro, que los costos de transacción son relevantes en el mercado de gas natural. El número de contratos que firma un vendedor está correlacionado negativamente con el precio pactado, es decir que los contratos le

estarían permitiendo a los vendedores recuperar los costos de transacción y aceptar precios más bajos por MBTUD. Nótese además que el número de contratos firmados por los compradores no ayuda a explicar las variaciones en el precio.

Cuando incluimos las variables asociadas a Ecopetrol, los efectos son más interesantes. La dummy *Ecopetrol* 5 indica que el precio promedio de los contratos firmados por Ecopetrol a 5 años es significativamente más alto que el que pactan los demás compradores para esa misma duración. Si nos enfocamos en la variable *Ecopetrol* 1, podemos ver que también hay un efecto consistente para contratos de 1 año: Ecopetrol pacta un precio que es en promedio más alto que el de los demás. Si incluimos los controles de campo de producción, algunos efectos pierden significancia. Por ejemplo el HHI de los vendedores deja de tener relevancia para explicar las variaciones en el precio. Esta caída en el nivel de significancia quiere decir que los factores exógenos no observados que son específicos a cada pozo explican una parte importante de los diferenciales en el precio entre contratos similares.

Tabla 1: Estimación del modelo para 2013

	Variable dependiente: ln(precio)			
	2013			
	(1)	(2)	(3)	(4)
ln(cantidad)	-0.0107 (0.0112)	-0.0173** (0.00795)	-0.0173** (0.00824)	-0.00642 (0.00681)
HHI vendedor	0.381** (0.181)	0.638*** (0.174)	0.657*** (0.188)	-0.0249 (0.137)
HHI comprador	-0.710 (0.531)	-0.727*** (0.199)	-0.726*** (0.206)	-0.209** (0.0887)
Contratos vendedor		-0.0212*** (0.00311)	-0.0213*** (0.00339)	-0.00751** (0.00307)
Contratos comprador		0.0187 (0.0115)	0.0195 (0.0117)	0.00419 (0.0117)
Ecopetrol			-0.355** (0.158)	-0.124 (0.0793)
Ecopetrol 5			0.342** (0.153)	0.139* (0.0732)
Ecopetrol 1			0.420** (0.160)	0.184*** (0.0677)
Constante	1.536*** (0.168)	1.607*** (0.107)	1.556*** (0.127)	1.655*** (0.0967)
Observaciones	84	84	84	84
R-cuadrado	0.885	0.943	0.944	0.962
Controles (duración, contrato, demanda)	X	X	X	X
Campo de producción				X

Regresión para 2013 del logaritmo del precio sobre variables de competencia y costos de transacción. Todas las especificaciones contienen controles de tipo de demanda, tipo de contrato y duración del contrato.

Errores estándar robustos entre paréntesis, *** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

En la tabla (2) presentamos los resultados usando únicamente los datos de la negociación de 2014. En general hay que notar que antes de controlar por campo de producción, los efectos de todas las variables se mantienen. Hay una correlación positiva entre el HHI de los vendedores y el precio, y negativa entre el HHI de los compradores y el precio. Con respecto a las dummies de Ecopetrol, podemos ver que este vendedor pacta precios significativamente más altos para contratos a 1 año respecto al resto de vendedores y duraciones de los contratos. Nótese que al incluir los controles de campo de producción, la dirección de todas las variables cambian. Para determinar si esto es efectivamente un problema de sesgo o no, estimamos el modelo más completo de forma separada para cada campo de producción k y cada año t como se muestra en la ecuación (2).

$$\ln(P_{i,j})^{k,t} = \beta_0 + \beta_1 \ln(Q_{i,j})^{k,t} + \alpha M_{i,j}^{k,t} + \delta C_{i,j}^{k,t} + \eta T_{i,j}^{k,t} + \zeta K_{i,j}^{k,t} + \mu D_{i,j}^{k,t} + \varepsilon_{i,j}^{k,t}$$

$$t \in [2013, 2014], \quad (2)$$

$$k \in [Ballena, Cusiana]$$

Tabla 2: Estimación del modelo para 2014

Variable dependiente: ln(precio)				
2014				
	(1)	(2)	(3)	(4)
ln(cantidad)	0.0247 (0.0229)	0.0226 (0.0205)	0.0215 (0.0202)	0.0155 (0.0205)
HHI vendedor	2.420*** (0.452)	2.162*** (0.406)	2.147*** (0.413)	-9.380** (3.638)
HHI comprador	-1.196*** (0.282)	-0.968*** (0.285)	-0.896*** (0.298)	5.837** (2.152)
Contratos vendedor		0.0223 (0.0180)	0.0285 (0.0204)	-0.0149 (0.0236)
Contratos comprador		0.00272 (0.0291)	-0.00548 (0.0300)	-0.0223 (0.0321)
Ecopetrol			-1.140*** (0.216)	4.432** (1.762)
Ecopetrol 5			-0.00446 (0.125)	0.237* (0.134)
Ecopetrol 1			1.012*** (0.207)	-4.502** (1.757)
Constante	0.318 (0.267)	0.267 (0.321)	0.322 (0.335)	5.046*** (1.581)
Observaciones	52	52	52	52
R-cuadrado	0.739	0.748	0.764	0.795
Controles (duración, contrato, demanda)	X	X	X	X
Campo de producción				X

Regresión para 2014 del logaritmo del precio sobre variables de competencia y costos de transacción. Todas las especificaciones contienen controles de tipo de demanda, tipo de contrato y duración del contrato.

Errores estándar robustos entre paréntesis. *** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

De acuerdo con los resultados reportados en la tabla (3), el nivel de concentración de mercado a nivel de los vendedores se relaciona positivamente con el precio pactado en los contratos tanto para Ballena como para Cusiana en el 2013. Esto confirma la hipótesis de que si el poder de mercado de los vendedores es alto y se relaciona con su poder de negociación, entonces pueden alcanzar precios más altos a la hora de negociar. Adicionalmente, el coeficiente del HHI de los vendedores en Ballena es mayor al de Cusiana por 80 puntos porcentuales. Y, podemos ver que el efecto consistente del número de contratos firmados por los vendedores desaparece.

Para 2014, año en el que participaron menos agentes que en 2013, la mayoría de efectos desaparece probablemente por que la cantidad de datos con los que contamos no nos permite capturar variaciones significativas en el precio.

Tabla 3: Estimación del modelo de forma separada para cada campo de producción y año

	Variable dependiente: ln(precio)			
	2013		2014	
	Ballena	Cusiana	Ballena	Cusiana
ln(cantidad)	-0.0143**	0.00852	0.0166	-0.000811
	-0.00643	-0.0114	(0.0195)	(0.0685)
HHI vendedor	0.918**	0.191**	0.146	-4.946
	-0.35	-0.0747	(0.130)	(10.62)
HHI comprador		-0.516***		10.46
		-0.103		(20.87)
Contratos vendedor	-0.00236	-0.0000325	-0.0432	-0.00232
	-0.00401	-0.0045	(0.0353)	(0.0247)
Contratos comprador	-0.0067	-0.0153	0.00427	-0.0106
	-0.00714	-0.0138	(0.0270)	(0.0715)
Ecopetrol	0.0111	-0.176***		-0.263
	-0.025	-0.0618		(0.243)
Ecopetrol 5		-0.178*		
		-0.0933		
Constante	1.042***	1.385***	1.712***	0.505
	-0.239	-0.136	(0.368)	(1.442)
Observaciones	37	46	26	25
R-squared	0.996	0.873	0.799	0.484
Controles (duración, contrato, demanda)	X	X	X	X

Regresiones del logaritmo del precio para cada año y campo de producción, sobre variables de poder de mercado y costos de transacción. Cada especificación contiene controles de tipo de contrato, duración del contrato y tipo de demanda. Errores estándar robustos entre paréntesis. *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$

Para ver los efectos de las variables de poder de mercado y costos de transacción sobre cada demanda, ajustamos el modelo (3). Las variables son las mismas que se definieron anteriormente,

pero éstas podrían ser invariantes o no dentro de un mismo tipo de demanda d .

$$\ln(P_{i,j,k})^{d,t} = \beta_0 + \beta_1 \ln(Q_{i,j,k})^{d,t} + \alpha M_{i,j,k}^{d,t} + \delta C_{i,j,k}^{d,t} + \eta T_{i,j,k}^{d,t} + \zeta K_{i,j,k}^{d,t} + \mu D_{i,j,k}^{d,t} + \varepsilon_{i,j,k}^{d,t}$$

$$t \in [2013, 2014], \quad (3)$$

$$d \in [GNV, Industrial, Otros, Residencial, Termica]$$

Tabla 4: Estimación del modelo de forma separada por demanda para el 2013
Variable dependiente: ln(precio)

	2013				
	GNV	Industrial	Otros	Residencial	Térmica
ln(cantidad)	-0.0357*** (0.00588)	-0.0324*** (0.00601)	0.0281*** (0.00543)	0.0161 (0.0158)	-0.000457 (0.00885)
HHI vendedor	0.702*** (0.0837)	187.9 (131.1)	0.0231 (0.0604)	1.513*** (0.129)	2.139*** (0.0469)
HHI comprador	-3.450*** (0.267)	204.6 (145.8)		-0.928*** (0.108)	-2.238*** (0.293)
Contratos vendedor	-0.0119*** (0.00325)	-7.921 (5.536)	0.00211 (0.00277)	-0.0213*** (0.00440)	-0.00611* (0.00255)
Contratos comprador	0.00234 (0.00880)	-0.00106 (0.0132)	-0.0117 (0.00936)	-0.00383 (0.0115)	-0.00605 (0.00852)
Ecopetrol		55.50 (38.75)	-0.342*** (0.0568)	0.383*** (0.0851)	-0.0421* (0.0186)
Ecopetrol 5				-0.296*** (0.0598)	
Constante	2.203*** (0.0618)	-103.9 (74.27)	1.037*** (0.0600)	0.840*** (0.172)	0.738*** (0.0889)
Observaciones	13	19	17	20	13
R-cuadrado	0.983	0.980	0.924	0.779	1.000

Regresiones del logaritmo del precio para 2013 sobre variables de poder de mercado y costos de transacción. Cada especificación es la estimación separada por tipo de demanda y todas contienen controles de tipo de contrato, duración del contrato y campo de producción. Errores estándar robustos entre paréntesis.

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Los resultados de este ejercicio muestran que la concentración del mercado a nivel de los vendedores es relevante para explicar el precio de los contratos de GNV, demanda residencial y demanda térmica. Su correlación es positiva, lo que indica que una mayor concentración se relaciona con mayores precios para agentes que atienden esa demanda. También para GNV, demanda residencial y térmica, el HHI de los compradores resulta significativo y se correlaciona negativamente con el precio, lo cual es de esperarse. Cuanto menos competitivo sea el mercado a nivel de los compradores, mayor es el poder de negociación de cada uno y menor es el precio que pueden pactar. El número de contratos firmados por el vendedor indica que los costos de transacción son importantes para determinar el precio. Finalmente, en la demanda residencial donde es posible estimar el coeficiente de las variables dummy asociadas a ecopetrol se puede ver que en los contratos a 5 años

con este vendedor, los compradores pagan precios más bajos comparado con el resto de vendedores y posibles duraciones del contrato.

Las siguientes tablas muestran el efecto del poder de mercado de los productores en la demanda regulada y no regulada. En un caso excluimos la demanda térmica del conjunto de la demanda no regulada y en el otro la incluimos. Esto lo hacemos con el propósito de aislar el efecto sobre el precio de la demanda térmica y ver cómo cambian los resultados una vez se incluye.

Tabla 5: Estimación del modelo de forma separada por conjuntos de demanda para el 2013 - Demanda térmica por separado

Variable dependiente: ln(precio)				
2013				
	No regulado	Regulado	Térmica	Otros
ln(cantidad)	-0.0310*** (0.00397)	0.0161 (0.0158)	-0.000457 (0.00885)	0.0281*** (0.00543)
HHI vendedor	1.751** (0.663)	1.513*** (0.129)	2.139*** (0.0469)	0.0231 (0.0604)
HHI comprador	-0.886 (1.777)	-0.928*** (0.108)	-2.238*** (0.293)	
Contratos vendedor	-0.0414** (0.0198)	-0.0213*** (0.00440)	-0.00611* (0.00255)	0.00211 (0.00277)
Contratos comprador	-0.00489 (0.00594)	-0.00383 (0.0115)	-0.00605 (0.00852)	-0.0117 (0.00936)
Ecopetrol	-0.650 (1.768)	0.383*** (0.0851)	-0.0421* (0.0186)	-0.342*** (0.0568)
Ecopetrol 5	0.657 (1.707)	-0.296*** (0.0598)		
Ecopetrol 1	0.987 (1.906)			
Constante	1.100 (0.655)	0.840*** (0.172)	0.738*** (0.0889)	1.037*** (0.0600)
Observaciones	34	20	13	17
R-cuadrado	0.982	0.779	1.000	0.924

Regresiones del logaritmo del precio para 2013 sobre variables de poder de mercado y costos de transacción.

Cada especificación es la estimación separada por tipo de demanda y todas contienen controles de tipo de contrato, duración del contrato y campo de producción. Errores estándar robustos entre paréntesis.

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Los resultados muestran que el indicador de concentración de mercado de los vendedores tiene

un efecto positivo sobre el precio de todas las demandas.

4.2. Flexibilidad

En general los agentes consideran que mayor flexibilidad en plazos se traduciría en un mercado más eficiente. Sin embargo, mucha flexibilidad reduciría considerablemente el nivel de competencia por algunos productos y seguramente su liquidez. Adicionalmente, cambiar radicalmente la forma de los productos puede ser contraproducente a la luz del mecanismo de subasta que seguramente se comenzará a implementar próximamente con el gestor del mercado. Por ejemplo, contratos de suministro forward para diferentes plazos por un periodo de tiempo fijo, supongamos de un año, resultan llamativos para los agentes pero pueden no ser adecuados como productos en el mecanismo de subastas dado que no son productos sustitutos. Debido al poco nivel de competencia que en el momento se observa, no recomendamos cambiar los productos actuales en duración y días calendario (por ejemplo, fines de semana).

Más importante es el problema de la indexación de los contratos de largo plazo donde las opiniones entre los agentes se dividen de la forma esperada, quizás por los resultados coyunturales (un aumento significativo en el precio de los contratos a un año en la costa y una disminución menos significativa en Cusiana). En términos generales los compradores no están de acuerdo con la indexación y lo contrario sucede con los productores. Desde nuestro punto de vista, en un escenario de negociación directa, consideramos que la indexación actual afecta el precio de los contratos de largo plazo. Si bien este problema es considerablemente menor en una subasta, donde existe mayor transparencia en la formación del precio de cada uno de los productos, la indexación actual desvirtúa el propósito mismo de la contratación de largo plazo. El objetivo de la contratación de largo plazo debe ser reducir la incertidumbre sobre el precio futuro del gas natural y tener la posibilidad de asegurar los flujos necesarios para asumir inversiones de largo plazo. Como tal, su objetivo no debe ser asegurar un margen con respecto al costo de oportunidad sino, únicamente, un margen con respecto al costo marginal de producción. En un escenario sin indexación o con indexación a un índice que refleje los costos marginales de producción, el precio del contrato podría incorporar una prima de riesgo y/o el costo de oportunidad del dinero en el tiempo pero más allá de esto debería eliminar completamente la incertidumbre en los flujos futuros.

4.3. Principio de neutralidad

Existe evidencia de varios tipos de desviaciones del principio de neutralidad. De una parte varios agentes compradores manifestaron la imposibilidad de comprar las cantidades solicitadas a pesar tener disponibilidad a pagar. En algunos casos aparentemente las cantidades no fueron prorrateadas de acuerdo a las solicitudes sino que hubo discriminación en favor de clientes antiguos por parte del productor. En efecto, es obvio que en un mecanismo de negociación directa los antiguos clientes tendrían cierta prelación sobre los clientes nuevos. Este tipo de situaciones son claramente

una barrera a la entrada de nuevos competidores por el lado de la demanda, situación que en efecto fue mencionada explícitamente por algunos compradores. Así es como también algunos compradores resaltaron las buenas relaciones con los vendedores y la disponibilidad de los productores a mantener las relaciones comerciales. Un mecanismo de subastas ciertamente eliminaría este tipo de violaciones del principio de neutralidad que, como se mencionó anteriormente, es natural en un escenario de negociación directa.

Una forma más relevante del principio de neutralidad es el diferencial de precio de las negociaciones entre la demanda no regulada (excluyendo las térmicas) y la demanda regulada. Las siguientes gráficas (17) y (18) llaman la atención sobre el diferencial entre los precios entre la demanda regulada y no regulada. De acuerdo a la conversaciones con los agentes, la única diferencia que existe en el producto regulado y no regulado es que en el primero existen cláusulas de penalización por incumplimiento en el suministro superiores a las del segundo tipo de demanda. Adicionalmente, desde el punto de vista de la demanda, la diferencia principal radica en que la demanda regulada es prácticamente inelástica ya que por la estructura tarifaria al consumidor final establece una transferencia directa del costo de producción en la tarifa final.

En el primer caso, cuando nos concentramos en el riesgo diferencial que asume el vendedor, es notable la diferencia en precios. Desde nuestro punto de vista la CREG debería de hacer un estudio sobre cuál es la prima actuarialmente justa que debería de pagarse por asumir el riesgo de penalización en caso de incumplimiento de vender para la demanda regulada. Con respecto al segundo punto es claro que cuando el mecanismo de negociación es directa, las diferencias en las elasticidades de la demanda permiten el uso de precios discriminatorios. Luego, aún en ausencia de diferencias en el producto derivadas del riesgo que se asume en cada uno, las negociaciones podrían resultar en precios bastantes distintos. Esto es consistente con la posibilidad de hacer uso del poder de mercado en presencia de una demanda inelástica. En efecto, la posibilidad de negociar precios diferenciales debido únicamente a las diferencias en las elasticidades, en principio, permitiría que se negocien canastas de demanda regulada y no regulada de tal forma que el precio relevante sea un promedio ponderado. De esta forma podría darse un subsidio implícito de la demanda del regulado al no regulado siendo esta una clara desviación del principio de neutralidad.

Gráfico 17: Regulado vrs No Regulado 2013

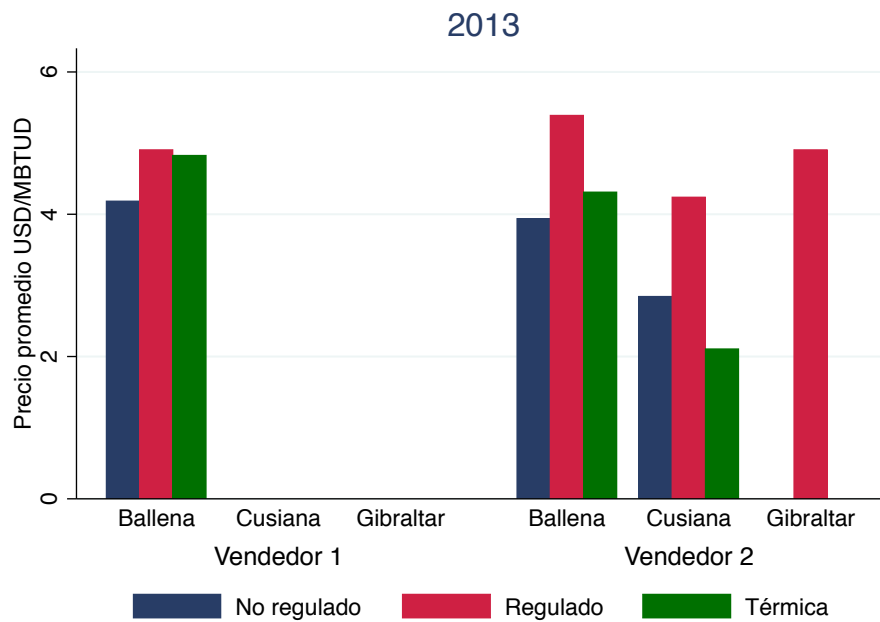
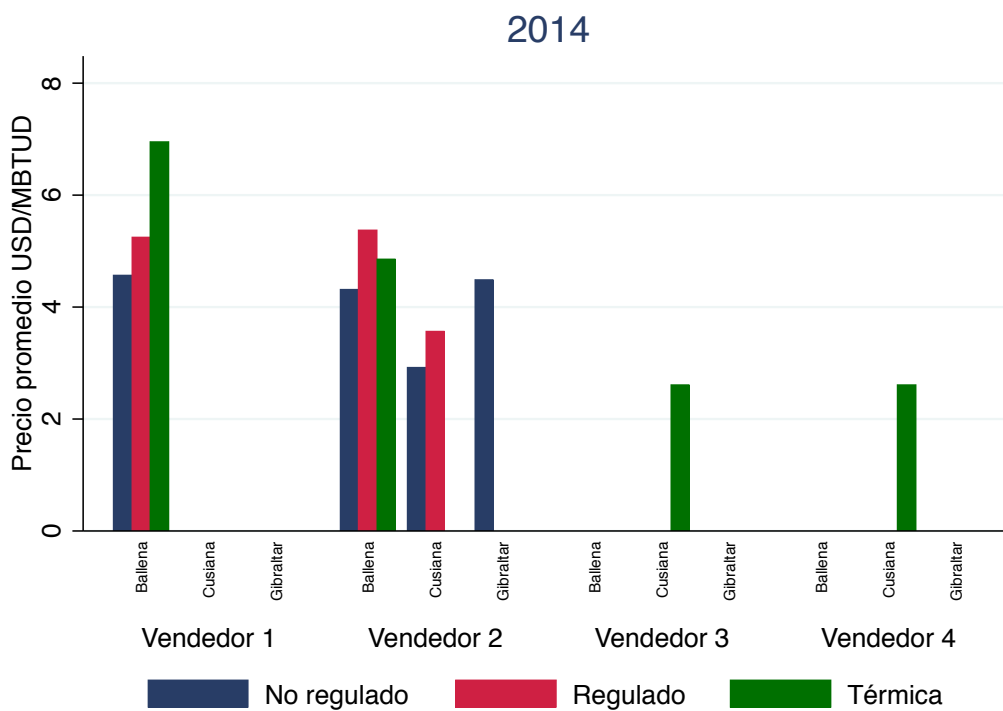


Gráfico 18: Regulado vrs No Regulado 2014



4.4. Desbalance para la activación del mecanismo

El desbalance entre la demanda y la producción total disponible no refleja el desbalance en los diferentes puntos de entrega o en diferentes momentos en el tiempo (al contar únicamente el número de años en el que el que la demanda excede a la oferta y no cuáles años). De hecho el concepto de desbalance es un tanto vago pues desconoce que tales diferencias deben responder al precio del gas natural y no son dadas o exógenas al precio. Como se argumentará más adelante, resulta mucho más conveniente realizar una subasta en todas las circunstancias y dejar al mercado revelar su disponibilidad a pagar a diferentes precios sin declarar, independientemente del precio, si existen o no desbalances. El punto crítico con la subastas no está relacionado con si existen o no desbalances de la forma como la UPME los mide, sino más bien con la desconexión en el transporte del interior al norte y la disponibilidad a pagar de las térmicas. Este tema lo retomaremos más adelante.

4.5. Subasta vrs negociación directa

Para entender la diferencia entre ambos mecanismos es útil pensar en algunas de las características que deseamos tenga el mercado de gas natural:

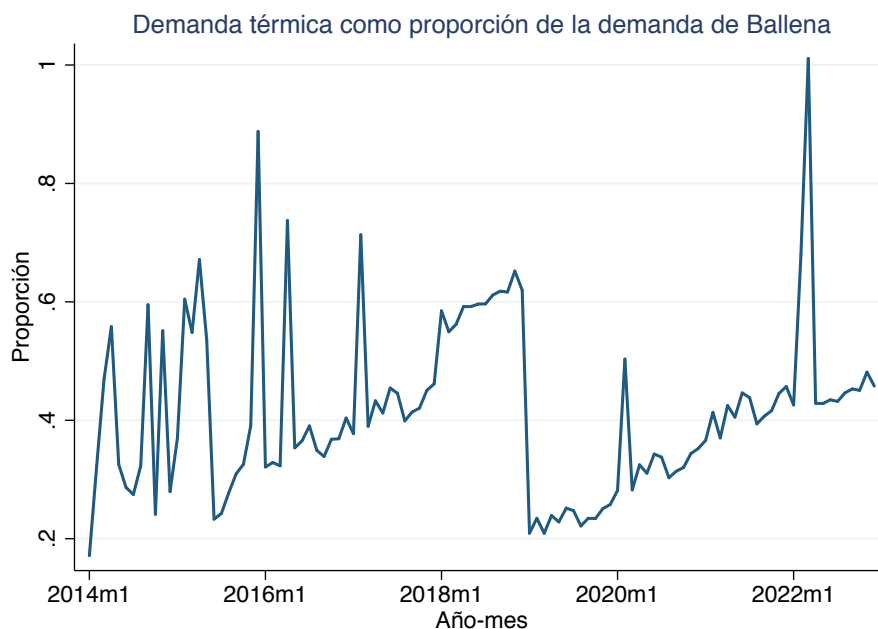
- Formación eficiente del precio: La subasta del gestor del mercado genera señales de precios con base en fundamentales. A diferencia de las negociaciones directas ,esta mitiga el poder de mercado y/o negociación de las partes.
- Transparencia: Es claro que la subasta del gestor de mercado es más transparente y define reglas claras de cuando una oferta es aceptada o no. En este sentido mitiga las dificultades que tienen algunos agentes con el mecanismo de negociación directa de no obtener las cantidades solicitadas de gas natural a pesar de su disponibilidad a pagar.
- Neutralidad: En secciones anteriores discutimos algunas desviaciones del mecanismo de negociación directa del principio de neutralidad. La subasta es inmune a estas desviaciones.
- Administración del riesgo: Ambos mecanismos proveen a los agentes de estrategias de mitigación de riesgos. Sin embargo, en la subasta al poner a competir a todos los agentes por todos los productos, independientemente de si son o no clientes antiguos, se brindan mecanismos de mitigación de riesgos a todos los agentes basados en sus valoraciones.
- Liquidez: La subasta promueve mayor liquidez al no restringir nuevos compradores en ningún tipo de producto.
- Simplicidad: La subasta requiere mayor sofisticación por parte de los compradores pero esto debería de ser un costo inicial en el aprendizaje de cómo funciona el mecanismo.

- Costos de transacción: La contratación directa es probablemente tan costosa cuanto la subasta que va realizar el gestor del mercado.

En términos generales consideramos que la subasta del gestor de mercado es un mecanismo de asignación de recursos con mejores propiedades que el mecanismo de negociación directa. Sin embargo, vale la pena considerar el efecto redistributivo inicial que esta va tener sobre algunos agentes del mercado. Si bien desde el punto de vista de la eficiencia económica la señal de precios que probablemente generará la subasta es adecuada, el sector industrial y muchos otros agentes han manifestado preocupación por los resultados probables del mecanismo de subastas. Básicamente el argumento es que el suministro en la costa, donde las térmicas forman parte de la base de generación de energía eléctrica y su disponibilidad a pagar es muy alta, reducen considerablemente la oferta disponible para el sector industrial. Este efecto redistributivo genera señales correctas de mercado basadas en fundamentales pero puede tener consecuencias económicas negativas para algunos sectores en el corto plazo.

Ahora al revisar los datos sobre demanda media de térmicas (escenario medio de demanda) en la Costa y oferta total de gas natural en la Guajira, en donde la situación puede llegar a ser más crítica, para los próximos años según la UPME⁷) existe alguna evidencia que sugiere que la demanda de las térmicas podrá ser determinante en el precio de cierre en la subasta. La grafica (19)muestra la demanda esperada de las térmicas en la Costa como proporción de la oferta de gas natural en la Guajira. Es evidente que de no tomarse medidas correctivas, esta demanda presionará al alza en el corto plazo los precios del gas con entrega en Guajira.

Gráfico 19: Demanda de Gas Natural en la Costa como Proporción de la Oferta en Guajira



⁷Véase demanda de Gas Natural: Revisión Julio de 2014. UPME

5. Observaciones sobre las negociaciones de úselo o véndalo de largo plazo

Para el mecanismo de negociación úselo o véndalo de largo plazo no tenemos información de negociaciones que permita hacer algún tipo de análisis empírico valioso (apenas se registraron dos negociaciones en los dos periodos de los que trata este estudio).

6. Conclusiones y recomendaciones

6.1. Competencia y poder de negociación

- En las conversaciones con los agentes se hizo evidente la existencia de cierto poder de mercado por parte de los vendedores. La gráfica (5) y la gráfica (14) ponen en evidencia la gran concentración en el mercado de productores de gas natural.
- Los ejercicios econométricos muestran que el nivel de concentración del mercado a nivel de los vendedores explica significativamente las variaciones en el precio de los contratos. Cuanto mayor es la concentración del mercado, mayor es el precio que los vendedores pueden pactar con los compradores.
- El índice de concentración del mercado a nivel de los compradores también resulta significativo: cuanto mayor es el poder de mercado entre los compradores, estos podrían pactar precios más bajos en la negociación
- Cuando realizamos los ejercicios econométricos diferenciando por cada una de las demandas, los resultados muestran que la concentración del mercado a nivel de los vendedores es relevante para explicar el precio de los contratos de GNV, demanda residencial y demanda térmica. Su correlación es positiva, lo que indica que una mayor concentración se relaciona con mayores precios para agentes que atienden esa demanda. También para GNV, demanda residencial y térmica, el HHI de los compradores resulta significativo y se correlaciona negativamente con el precio. Esto es de esperarse excepto para el caso de la demanda residencial. En la demanda residencial se puede ver que en los contratos a 5 años con Ecopetrol, los compradores pagan precios más bajos comparados con el resto de vendedores y posibles duraciones del contrato.

6.2. Flexibilidad

- En general los agentes consideran que mayor flexibilidad en plazos se traduciría en un mercado más eficiente. Sin embargo, mucha flexibilidad reduciría considerablemente el nivel de

competencia por algunos productos y seguramente su liquidez. Por lo tanto, no recomendamos cambiar los productos actuales en duración o condicionarlos a días calendario (por ejemplo, fines de semana).

- Con respecto a la indexación de los contratos de largo plazo, en términos generales los compradores no están de acuerdo con la indexación y lo contrario sucede con los productores. Desde nuestro punto de vista, en un escenario de negociación directa, consideramos que la indexación actual afecta el precio de los contratos de largo plazo y desvirtúa el propósito mismo de la contratación de largo plazo. El objetivo de la contratación de largo plazo debe ser reducir la incertidumbre sobre el precio futuro del gas natural y tener la posibilidad de asegurar los flujos necesarios para asumir inversiones de largo plazo. Como tal, su objetivo no debe ser asegurar un margen con respecto al costo de oportunidad sino, únicamente, un margen con respecto al costo marginal de producción. En un escenario sin indexación o con indexación a un índice que refleje los costos marginales de producción, el precio del contrato podría incorporar una prima de riesgo y/o el costo de oportunidad del dinero en el tiempo pero más allá de esto debería eliminar completamente la incertidumbre en los flujos futuros.

6.3. Principio de neutralidad

- Existe evidencia de varios tipos de desviaciones del principio de neutralidad. De una parte, varios agentes compradores manifestaron la imposibilidad de comprar las cantidades solicitadas a pesar tener disponibilidad a pagar. En algunos casos aparentemente las cantidades no fueron prorrateadas de acuerdo a las solicitudes sino que hubo discriminación en favor de clientes antiguos por parte del productor. Este tipo de situaciones son claramente una barrera a la entrada de nuevos competidores por el lado de la demanda. Un mecanismo de subastas ciertamente eliminaría este tipo de violaciones del principio de neutralidad.
- Una forma más relevante del principio de neutralidad es el diferencial de precio de las negociaciones entre la demanda no regulada (excluyendo las térmicas) y la demanda regulada. Llama la atención el diferencial entre los precios entre la demanda regulada y no regulada. La única diferencia que existe en el producto regulado y no regulado es que en el primero existen cláusulas de penalización por incumplimiento en el suministro superiores a las del segundo tipo de demanda. Adicionalmente, desde el punto de vista de la demanda, la diferencia principal radica en que la demanda regulada es prácticamente inelástica ya que por la estructura tarifaria al consumidor final existe una transferencia directa del costo de producción en la tarifa.
- Sugerimos que el Regulador realice un estudio sobre cuál es la prima actuarialmente justa

que debería de pagarse por asumir el riesgo de penalización en caso de incumplimiento de vender para la demanda regulada.

6.4. Desbalance para la activación del mecanismo

- El desbalance entre la demanda y la producción total disponible no refleja el desbalance en los diferentes puntos de entrega o en diferentes momentos en el tiempo (al contar únicamente el número de años en el que el que la demanda excede a la oferta y no cuáles años). De hecho, el concepto de desbalance es un tanto vago pues desconoce que tales diferencias deben responder al precio del gas natural y no son dadas o exógenas al precio. Recomendamos hacer una subasta siempre, y no usar el balance para definir un mecanismo distinto en un caso u otro.

6.5. Subasta vrs negociación directa

- Recomendamos usar el mecanismo de subastas propuesto. Para entender la diferencia entre ambos mecanismos es útil pensar en algunas propiedades de estos mecanismos de asignación de recursos.
 - Formación eficiente del precio: La subasta del gestor del mercado genera señales de precios con base en fundamentales. A diferencia de las negociaciones directas, esta mitiga el poder de mercado y/o negociación de las partes.
 - Transparencia: Es claro que la subasta del gestor de mercado es más transparente y define reglas claras de cuando una oferta es aceptada o no. En este sentido mitiga las dificultades que tienen algunos agentes con el mecanismo de negociación directa de no obtener las cantidades solicitadas de gas natural a pesar de su disponibilidad a pagar.
 - Neutralidad: En secciones anteriores discutimos algunas desviaciones del mecanismo de negociación directa del principio de neutralidad. La subasta es inmune a estas desviaciones.
 - Administración del riesgo: Ambos mecanismos proveen a los agentes de estrategias de mitigación de riesgos. Sin embargo, en la subasta al poner a competir a todos los agentes por todos los productos, independientemente de si son o no clientes antiguos, se brindan mecanismos de mitigación de riesgos a todos los agentes basados en sus valoraciones.
 - Liquidez: La subasta promueve mayor liquidez al no restringir nuevos compradores en ningún tipo de producto.
 - Simplicidad: La subasta requiere mayor sofisticación por parte de los compradores pero esto debería de ser un costo inicial en el aprendizaje de cómo funciona el mecanismo.
 - Costos de transacción: La contratación directa es probablemente tan costosa cuanto la subasta que va realizar el gestor del mercado.

- En términos generales consideramos que la subasta del gestor de mercado es un mecanismo de asignación de recursos con mejores propiedades que el mecanismo de negociación directa. Sin embargo, vale la pena considerar el efecto redistributivo inicial que el mecanismo de subasta va tener sobre algunos agentes del mercado. Si bien desde el punto de vista de la eficiencia económica la señal de precios que probablemente generará la subasta es adecuada, el sector industrial y muchos otros agentes han manifestado preocupación por los resultados probables del mecanismo de subastas. Básicamente el argumento es que el suministro en la costa, donde las térmicas forman parte de la base de generación de energía eléctrica y su disponibilidad a pagar es muy alta, reducen considerablemente la oferta disponible para el sector industrial. Este efecto redistributivo genera señales correctas de mercado basadas en fundamentales pero puede tener consecuencias económicas negativas para algunos sectores en el corto plazo. En este sentido en el documento se aporta evidencia de las dificultades que podrían surgir en la costa.

Referencias

- Blaise, A. and Vila, J.-L. (1989). Ensuring generation adequacy in competitive electricity markets. *Journal of Economic Theory*, 59:77–90.
- Chiappori, P. and Salanie, B. (2002). Testing contract theory: A survey of some recent work. *CEPrifo*, (738):1–48.
- Le Coq, C. (2004). Long-term supply contracts and collusion in the electricity market. *SSE/EFI Working Paper Series in Economics and Finance*, (552).
- Liski, M. and Montero, J. (2004). Forward trading and collusion in oligopoly. *Mimeo, Universidad de Helsinki*.
- Newberry, D. (1998). Ecompetition, contracts, and entry in the electricity spot market. *Rand Journal*, 29(4):726–749.
- Oren, S. (2003). Ensuring generation adequacy in competitive electricity markets. *University of California Energy Institute WP*, (007).
- Rubinstein, A. (1982). Perfect equilibria in a bargaining model. *Econometrica*, (50):97–109.
- Rubinstein, A. and Osborne, M. (1994). A course in game theory. *MIT Press*.
- Tadelis, S. and Williamson, O. (2010). Transaction Cost Economics.
- Vega-Redondo, F. (2003). Economics and the theory of games. *Cambridge*.