UNIVERSIDAD CENTRAL

DOCUMENTOS DE INVESTIGACIÓN

ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS

Análisis de la efectividad de los derivados en la cobertura de riesgo precio para la comercialización de energía eléctrica

Byron Triana Arias

N.° 8

Diciembre de 2011

UNIVERSIDAD CENTRAL
FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS, ECONÓMICAS Y CONTABLES
Departamento de Administración de Empresas

DOCUMENTOS DE INVESTIGACIÓN

Administración de Empresas

Análisis de la efectividad de los derivados en la cobertura de riesgo precio para la comercialización de energía eléctrica

Byron Triana Arias

N.º 8
Diciembre de 2011

Consejo Superior
Jaime Posada Díaz (Presidente)
Jaime Arias Ramírez
Rafael Santos Calderón
Fernando Sánchez Torres
Pedro Luis González
(Representante de los docentes)
Diego Alejandro Garzón Cubillos
(Representante de los estudiantes)

Rector
Guillermo Páramo Rocha

Vicerrectora Académica
Ligia Echeverri Ángel

Vicerrector Administrativo y Financiero
Nelson Gnecco Iglesias

Una publicación del Departamento de Administración de Empresas

Miguel Ángel Córdoba
Decano(e) Facultad de Ciencias Administrativas, Económicas y Contables

Paula Andrea López
Directora (e) Departamento de Administración de Empresas

Documentos de Investigación. Administración de Empresas, N.° 8.
Análisis de la efectividad de los derivados en la cobertura de riesgo precio para la comercialización de energía eléctrica

ISBN para PDF: 978-958-26-0274-1
Autor: Byron Triana Arias
Primera edición: diciembre de 2011
Ediciones Universidad Central
Carrera 5 N.º 21-38. Bogotá, D. C., Colombia
Tels.: 334 49 97; 323 98 68, exts.: 2353 y 2356
editorial@ucentral.edu.co

Catalogación en la Publicación Universidad Central
Triana Arias, Byron
Análisis de la efectividad de los derivados en la cobertura de riesgo precio para la comercialización de energía eléctrica / Byron Triana Arias ; editora Edna Rocío Rivera Penagos. -- Bogotá : Ediciones Universidad Central, 2011. -- (Documentos de investigación. Administración de Empresas ; no. 8)
51 p. ; 28 cm.

ISBN para PDF: 978-958-26-0274-1

Energía eléctrica - Administración de riesgos - Colombia - 2006-2011 2. Energía eléctrica – Industria y comercio – Colombia - 2006-2011
3. Energía eléctrica – Finanzas – Colombia - 2006-2011 4. Sector energético – Industria y comercio - Colombia - 2006-2011 I. Rivera Penagos, Edna Rocío, ed. II. Universidad Central. Facultad de Ciencias Administrativas, Económicas y Contables. Departamento de Administración de Empresas

333.79323 –dc23 PTBUC/RVP

Producción editorial

Departamento de Comunicación y Publicaciones
Dirección: Edna Rocío Rivera P.
Coordinación editorial: Héctor Sanabria R.
Diagramación y diseño de carátula: Jairo Iván Orozco A.
Corrección de textos: Patricia Forero R.

Editado en Colombia - Published in Colombia

Material publicado de acuerdo con los términos de la licencia Creative Commons 4.0 internacional. Usted es libre de copiar, adaptar y redistribuir el material en cualquier medio o formato, siempre y cuando dé los créditos de manera apropiada, no lo haga con fines comerciales y difunda el resultado con la misma licencia del original.

Los argumentos y opiniones expuestos en este documento son de exclusiva responsabilidad del autor, y reflejan su pensamiento y no necesariamente el de la Universidad Central.

Contenido

1. Introducción 7
2. Tendencias y características del uso de derivados 9
3. Riesgo de precio en la energía eléctrica 13
4. Instrumentos derivados básicos 15
   - 4.1 Futuros y *forwards* *15*
   - 4.2 Opciones 15
   - 4.3 Otros derivados 16
5. Mecanismos de cobertura al riesgo de precio utilizados internacionalmente 17
6. Derivados existentes en Colombia 19
7. Empresas comercializadoras en Colombia 23
8. Riesgo de mercado de la energía eléctrica en Colombia 31
   - 8.1 Comportamiento histórico del precio de bolsa 31
   - 8.2 Precio de la energía en bolsa durante el 2011 34
   - 8.3 Comportamiento histórico del precio promedio de los contratos de energía eléctrica 35
9. Margen de intermediación y diseño de escenarios 39
   - 9.1 Análisis histórico de los instrumentos utilizados 39
   - 9.2 Análisis de los instrumentos derivados en la cobertura del riesgo 42
10. Conclusiones 47
11. Bibliografía 49

Análisis de la efectividad de los derivados en la cobertura de riesgo precio para la comercialización de energía eléctrica

Byron Triana Arias*

Resumen

La actividad comercializadora de energía eléctrica está sujeta al riesgo de mercado debido a la volatilidad de los precios *spot* de la energía, por consiguiente hay una gran necesidad de gestionar el riesgo y utilizar derivados financieros para minimizar el impacto de una caída fuerte en el precio de la energía. Con esto en mente, este documento analiza la efectividad de los derivados como instrumentos que aseguran un valor para los comercializadores de energía eléctrica al minimizar el riesgo de precio de la energía. Para lo anterior, ha de considerarse el análisis de la efectividad de los derivados en la cobertura de riesgo de precio para las empresas comercializadoras de energía eléctrica en Colombia en el período comprendido entre 2006 y 2011, a su vez, se analizan las 31 empresas comercializadoras independientes definiendo una medida de valor acorde a las características del sector y se estudia el comportamiento histórico de los precios, tanto en la bolsa de energía como en los contratos bilaterales con el fin de modelar los precios de la energía para diferentes períodos de contratos de acuerdo con los instrumentos encontrados, y los precios propios del mercado sin sus instrumentos de cobertura. Adicionalmente, se correlaciona la utilización de los derivados financieros con la creación del valor económico en las empresas comercializadoras al cuantificar el impacto de la cobertura al riesgo, por medio de instrumentos derivados en la planeación financiera y el aseguramiento de los retornos para evitar la pérdida de valor. Finalmente, se identifican los mecanismos de cobertura que permiten asegurar, de mejor forma, el valor en las empresas comercializadoras.

En este sentido, se concluye que las comercializadoras de energía, caracterizadas por un alto endeudamiento de corto plazo, requieren del desarrollo de derivados económicamente eficientes. Estos instrumentos deben asegurar un retorno sobre los activos, evitando la pérdida de valor. Mientras este instrumento no exista, los contratos bilaterales son la mejor decisión; sin embargo, estos contratos son poco accesibles para los comercializadores independientes. Así mismo, es importante enfatizar, por un lado, que los comercializadores necesitan trabajar en su solidez financiera y, por el otro, que el derivado existente en Colombia asegura la planeación financiera, pero sin ser eficiente en la cobertura de riesgo.

Palabras clave: derivados financieros; cobertura de riesgo; estructura financiera estratégica; valoración de empresas; comercialización minorista de energía.

JEL: G32

---

* Ingeniero industrial y Magíster en Administración de la Universidad Nacional de Colombia. Profesor adjunto de la Universidad Central de la Facultad de Ciencias Administrativas, Económicas y Contables. Correo electrónico: batrianaa@ucentral.edu.co

Analysis of the effectiveness of derivatives products coverage of price risk for the energy trading activity

Byron Triana Arias

Abstract

The energy trading activity is subject to market risk due to the volatility of energy spot prices, consequently there is a great need to manage the risk and to use financial derivatives like the forward and futures to minimize the impact of events that lead to a strong fall in the price of the energy.

Bearing these precedents in mind, we sought to determine by means of the project if the financial instruments can assure a value for the traders of electric power of having minimized the risk of price of the energy. For the previous thing, we consider the analysis of the efficiency of the derivatives in the coverage of price risk for the traders of electric power in Colombia within the period understood (included) between 2006 and 2010, and there is studied the regulative and normative frame which guide the activity of commercialization of electric power, identifying if with its characteristics it is possible to use derivative instruments, and if there is possible the efficient coverage of energy price.

Likewise 31 independent traders are analyzed defining a measure of value according to the characteristics of the sector and we studied historical behavior of the prices both in the bag (stock exchange) of energy and in bilateral contracts in order to model energy prices for different periods of contracts, of agreement to the instruments found, and the own prices of the market without instruments of coverage. In addition, we correlated the utilization of the financial derivatives by means of the creation of economic value in the traders in order to quantify the impact of risk coverage by means of derivative instruments, in the financial planning and insurance of the returns to avoid the loss of value of the company.

Finally here are identified the mechanisms of coverage that allow to assure of better form the value of the trading companies. In this respect, it is possible to determine that the companies of commercialization of electric power characterized by a high debt of short term, must work at its financial solidity to accede to energy sales contracts and not to remain exposed to stock exchange; alike, the future contracts offered by Derivex assure financial planning but they are not efficient in the risk coverage. Therefore, It's necessary develop derivative instruments that allow to the traders to avoid the loss of value.

Key words: financial derivatives; coverage of risk; hedging;strategic financial structure; company valuation; retail energy marketing.

JEL: G32

1

Introducción

La liberalización de los mercados de electricidad ha obligado a las empresas generadoras de energía y a los comercializadores a ubicarse en costos al límite de ganancia. Por lo tanto, una gestión eficaz y de control de riesgo son necesarios para garantizar la supervivencia financiera (Prokopczuk *et ál*., 2007).

Al lado de ellos, los mercados de electricidad en la última década pasaron de ser un negocio fundamentalmente técnico a un producto que tiene el mismo tratamiento que cualquier otro *commodity*[1]. En este sentido, la liberalización ha llevado a un cambio radical en la estructura de los mercados de energía en todo el mundo, de ahí que los intercambios de energía se hayan establecido en los competitivos mercados minoristas donde los contratos de electricidad *spot* se negocian de la misma manera que los contratos de futuros (Prokopczuk *et ál.*, 2007).

Como consecuencia del cambio de precios, prácticamente fijos y de los regulados a la introducción de los competitivos, tanto los consumidores como los productores están expuestos a un riesgo significativamente mayor (Kaminski, 1999). Desde el punto de vista de Pilipovic (1997), la electricidad presenta una conducta única y extremadamente volátil en los precios *spot,* dado que es un bien no almacenable donde la demanda y la oferta son balanceadas al momento del consumo; la demanda del usuario final presenta una fuerte estacionalidad y los cambios relativamente pequeños en su generación pueden causar grandes diferencias a corto plazo en los precios (Clewlow & Strickland, 2000; Lucía & Schwartz, 2002; Weron, 2000).

Debido a esto, las compañías comercializadoras actúan como intermediarias entre el generador y los usuarios, por lo que muchos clientes industriales dada la volatilidad de los precios prefieren hacer contratos directos con los generadores o comercializadores que les proporcione la electricidad que necesitan a un precio fijo por unidad.

Las variaciones extremas de precios en el pasado han enfrentado a los comercializadores de energía a grandes pérdidas o incluso a pagar contratos de electricidad al por mayor (EIA, 1999), esto significa que el comercializador debe asumir varios tipos de riesgos en lugar del cliente, por lo que debe ser compensado mediante una prima de riesgo.

Sin embargo, para seguir siendo competitivos, los precios tienen que ser calculados, a menudo, bastante cerca de los límites de su

1 El *commodity* es una materia prima bruta que ha sufrido procesos de transformación muy pequeños; en los mercados financieros se clasifican en metales, energía, alimentos e insumos, granos y ganado.

eficiencia financiera. Tal cálculo debería considerar también los aspectos de gestión de riesgo incluso en situaciones desfavorables del mercado. Por lo tanto, la prima se calculará de acuerdo con el perfil de carga del cliente, el riesgo de mercado de los precios *spot* y, en alguna medida, el rendimiento que incorpore la rentabilidad exigida ajustada al riesgo de la empresa comercializadora.

En síntesis, la actividad de comercialización de energía eléctrica ha sido acusada de la destrucción del valor en la cadena de abastecimiento de la energía en Colombia, dada su alta dependencia a los precios de la energía y, consecuentemente, a la ganancia por intermediación. Por esta razón, se pretende analizar la efectividad de los derivados financieros existentes para el establecimiento de los precios de energía constantes, como mecanismo que permita una correcta planeación financiera de los comercializadores y, a su vez, ayude a evitar la pérdida de valor en la empresa.

Tendencias y características del uso de derivados

2

Los derivados tienen una gran acogida entre las empresas en diversas partes del mundo, su uso no recae exclusivamente en los operadores del sector financiero, sino en las empresas no financieras de casi todo el mundo que registran un espectacular incremento del uso de derivados. A este respecto, Howton y Perfect (1998) reseñan que el 61% de las empresas del Fortune 500/S&P 5000 y el 36% de un grupo de empresas seleccionadas aleatoriamente utiliza derivados. Así mismo, Bartram *et ál.* (2004) encuentran que de las empresas que usan derivados sólo el 10% los emplea sobre precios de *commodity.*

Ahora bien, es sabido que los derivados pueden usarse, tanto para cubrir riesgos (el intento de disminuir o evitar las pérdidas no esperadas y no relacionadas con las actividades centrales de la empresa) como para especular (la desinversión en derivados financieros o activos reales que aumenta la variabilidad de los flujos de caja o las utilidades de las empresas). Cuando una empresa presenta un buen comportamiento financiero, cosecha un flujo de caja positivo adicional que se verifica como el mantenimiento de las primas recolectadas sobre la opción.

La teoría financiera sugiere que la gestión del riesgo corporativo podría elevar el valor de las empresas en un contexto de imperfecciones del mercado de capitales tales como la existencia de costos de quiebra, una curva impositiva convexa (Smith & Stulz, 1985) o problemas de subinversión (Bessembinder, 1991; Froot, Scharfstein & Stein, 1993). También existe evidencia que indicaría que la gestión del riesgo puede ser necesaria cuando hay problemas de agencia entre los accionistas y los administradores o cuando aparecen factores aún no explicados relacionados con las utilidades de los administradores y la especulación (Tufano, 1996; Brown, 2001; Core, Guay & Kothari, 2002).

En realidad, no existe certeza definitiva sobre las razones que llevan a las empresas a cubrirse del riesgo; sin embargo, las principales explicaciones girarían alrededor de los impuestos y los costos asociados a los problemas financieros, la subinversión, los incentivos para los administradores y la sofisticación financiera.

En este sentido, Pilipovic concluye que la naturaleza de los mercados energéticos, las limitaciones físicas para responder a los acontecimientos y la participación del mercado relativamente limitada tienen una influencia considerable en los comercializadores. Por consiguiente, es fundamental comprender las condiciones del mercado, y la situación y cultura de la empresa (2007).

Igualmente, dado que los costos asociados a la quiebra son menos proporcionales a la dimensión de las empresas (Warner, 1977), las industrias más pequeñas deberían ser más propensas a cubrirse, usando derivados.

En coherencia con este planteamiento, la cobertura tiene sentido en la medida en que los acreedores establecen ciertos criterios contables que al ser sobrepasados incrementan la probabilidad de embargo y que, por ende, funcionan como alarmas activadas por el riesgo en que incurren las empresas. Como respuesta, los accionistas están dispuestos a cubrirse sacrificando la variabilidad de sus ingresos futuros (Smith & Stulz, 1985). Después de todo, al adaptar las conclusiones realizadas por James (2003) se llega a la conclusión que el objetivo fundamental de la cobertura es protegerse contra los escenarios de desastre, reducir la volatilidad y protegerse del deterioro de los márgenes de intermediación.

La creciente complejidad de los nuevos modelos de mercado conduce a novedosos énfasis en la rendición de cuentas, tales como:

- El mejoramiento en la comprensión de los riesgos que cada compañía enfrenta por parte de los altos directivos.
- La efectiva gestión del riesgo.

Por consiguiente, el uso de derivados se presenta como una necesidad del sector de comercialización de energía eléctrica.

En relación con los efectos del cubrimiento con derivados, existe una cierta convicción sobre la afirmación, que el cubrimiento afecta el valor de la empresa. Smith y Stulz (1985) aseguran que el cubrimiento puede incrementar el valor de una empresa al reducir la probabilidad de que surjan costos asociados al *financial distress*[2].

Autores como Graham y Rogers (2002), Dolde (1995) y Purnanandam (2004) emplean la razón de deuda para medir los costos muertos del evento de referencia[3], y encuentran que un aumento de la razón de deuda incrementa el cubrimiento a pesar de que otros no consiguen evidencia alguna sobre esta relación (Nance, Smith & Smithson, 1993; Geczy, Minton & Schrand, 1997).

De otro lado, si una empresa no asume una cobertura en tanto que sus competidores sí lo hacen, el valor de la primera parece sufrir un descuento (Nain, 2005). En esa misma línea se ubica la idea de que una empresa tiene mayor probabilidad de asumir una cobertura frente a la volatilidad de los precios si sus rivales hacen lo mismo, particularmente, cuando se trata de industrias poco competitivas.

Así pues, los resultados de Nain (2005) son claves en términos de análisis estratégico ya que por primera vez se afirma que las decisiones de cubrimiento de una empresa se modelan tomando en cuenta las decisiones de cubrimiento de los competidores[4].

Estos resultados abren nuevas sendas de potencial interés en relación con los motivos del cubrimiento con derivados (más allá de la reducción de la volatilidad). A ello se debe sumar el interés resultado de las conclusiones de Bartram *et ál.* (2004) en el sentido de que las empresas que enfrentan mercados de derivados menos líquidos –normalmente en los países menos desarrollados– tienen menor probabilidad de constituir un cubrimiento.

---

2 El *financial distress* es una situación en donde los flujos de efectivo de una empresa no son suficientes para satisfacer las obligaciones actuales y la empresa se ve obligada a tomar medidas correctivas, esto la puede llevar a incumplir un contrato, lo que puede implicar la reestructuración financiera entre la empresa, acreedores e inversores.

3 Purnanandam (2004) afirma: "Uso un modelo de tarifa de riesgo de tiempo discreto utilizando como acontecimiento el fracaso bancario y todas las variables exógenas como variables explicativas".

4 Nain (2005) afirma que "A nuestro conocimiento, este es el primer documento en demostrar que la tasa de cambio depende del grado de cobertura en una industria. De igual forma somos los primeros en mostrar que la exposición de divisas de una firma, su decisión de cobertura y las implicaciones de valor de cobertura dependen del grado de cobertura en la industria a la que pertenece la organización".

Esta idea se relaciona directamente con algunas afirmaciones extendidas entre los formuladores de política que aseguran que los derivados podrían ser importantes para limitar la gravedad de los reveses económicos en los países menos desarrollados, lo que es entendible a la luz de los resultados de algunos estudios, que indican que las empresas localizadas en países donde se exhibe un mayor riesgo económico y financiero implícito prefieren cubrirse más a menudo, *ceteris paribus*.

Una consecuencia lógica de estas afirmaciones es la necesidad de que los reguladores financieros faciliten la gestión del riesgo financiero de las empresas mediante la puesta en marcha de estrategias que estimulen el desarrollo de mercados de derivados en moneda local.

3

Riesgo de precio en la energía eléctrica

El riesgo de precio hace referencia a la incertidumbre sobre la magnitud de los flujos de efectivo, esto debido a posibles cambios en los precios de entrada y salida (Alizadeh *et ál*., 2009). En este sentido, los comercializadores puros de energía eléctrica se enfrentan a este riesgo debido a la volatilidad de los precios a los que les compran la energía. Tales riesgos son principalmente externos a la empresa y, por lo tanto, no tienen ningún control directo en la determinación de los precios de los factores externos.

El riesgo siempre estará presente en el ambiente de los negocios y, de conformidad con lo establecido por Markowitz, la relación entre el riesgo y el retorno de una alternativa de inversión es proporcional; es decir, entre mayor sea el riesgo para una empresa, mayor será la posibilidad de obtener ganancias extraordinarias. Por ejemplo, un comercializador de energía eléctrica puede estar interesado en conocer la incertidumbre volatilidad en el precio de la energía eléctrica medida en el valor del kilovatio por hora ($/kWh) para los próximos tres meses y puede estar preocupado por un incremento general de los precios lo que traería serias implicaciones para sus ingresos operacionales; tal inquietud sobre el futuro precio de la energía y sus consecuencias hace referencia al riesgo de precio de la energía eléctrica.

Los comercializadores en el mercado han aprendido a negociar con muchas formas de riesgo, y varios instrumentos financieros han sido creados para permitir la transferencia de esos riesgos entre agentes del mercado. Es el caso de los derivados de la energía, los que son usados para transferir el riesgo de precio de mercado de los componentes de las transacciones de energía o portafolio con varios fines, tales como:

- Cubrir en el corto plazo un portafolio y unos acuerdos financieros para alcanzar un presupuesto o explotar una tasa de mercado favorable, o
- Estabilizar flujos de caja con el fin de retornar un ingreso predecible a los inversionistas.

Cabe señalar que los problemas de liquidez son parte de la vida de una empresa comercializadora de energía eléctrica, por consiguiente, cuando un evento inesperado ocurre, la empresa que se encuentre adecuadamente cubierta experimentará iliquidez debido a que en mercados de energía, la frecuencia y la magnitud de los eventos puede ser capturada por la alta volatilidad.

Ciertamente, el mundo está listo para la realización de cambios fundamentales en su perfil de negociación y de riesgo, los altos precios de la energía, la desregulación y la globalización de los mercados; los cambios tecnológicos y los riesgos ambientales han aumentado más que nunca el riesgo del precio (Fusaro, 2008).

Las negociaciones y los mercados de energía proporcionan la mayor eficiencia comprando y vendiendo capacidad de generación

y transmisión de energía; por su parte, la energía eléctrica es un mercado que cambia precios horariamente, los siete días a la semana, lo que hace que sea el *commodity* más volátil que se haya creado.

Al respecto, James (2003) se basó en la complejidad del riesgo de precio de la energía eléctrica y concluyó que cuando una organización se embarca en el comercio o cobertura de los mercados energéticos, es importante tener una metodología para la medición del riesgo de mercado, por consiguiente, la administración debería participar en la aprobación de las políticas de gestión de riesgos y tener un amplio conocimiento general de los derivados.

Así mismo, la organización no especula sino que usa los derivados solo para su cobertura. Esto significa que puede haber una pérdida de oportunidades, pero no riesgo de pérdidas masivas por ausencia de cobertura (James, 2003).

En este sentido, una cobertura efectiva no es necesariamente rentable (James, 2003); más aún, se puede deducir que una cobertura al parecer rentable, no es forzosamente efectiva. Por lo que se hace indispensable conocer la eficiencia de una estrategia de cubrimiento y comprender cuándo una determinada cobertura está incrementando el riesgo debido a una mala correlación entre la energía física y el contrato de derivados elegido.

4

Instrumentos derivados básicos

En términos generales, un derivado es un acuerdo de compra o venta de un activo determinado en una fecha futura específica y a un precio definido (Whaley, 2006). Se llaman derivados porque su valor depende del precio de un activo ya existente (subyacente) que pueden ser activos financieros tales como acciones, divisas, tasas de interés, o *commodity* como energía eléctrica, petróleo, gas natural, entre otros (Whaley, 2006).

4.1 Futuros y *forwards*

Bacchini, Miguez, García y Rey establecen que:

> Los instrumentos derivados más conocidos y utilizados son los contratos diferidos (*futuros* y *forwards*) y las opciones. Un *contrato diferido* es un acuerdo entre dos partes para realizar una transacción comercial en el futuro. El precio al cual se llevará a cabo la transacción, las características del bien que será entregado (el activo subyacente) y la fecha de entrega se acuerdan en el momento inicial en que se realiza el contrato.
>
> Al tratarse de un acuerdo bilateral en el que ambas partes asumen obligaciones, en principio equitativas, el acordar un contrato diferido no debe significar un costo para ninguna de las partes involucradas (2004, 11).
>
> Los futuros y *forwards* son dos tipos de contratos diferidos que, si bien tienen las características descritas anteriormente, presentan ciertas diferencias. La principal radica en que estos se negocian en mercados informales por lo que las partes pactan libremente las condiciones bajo las cuales el acuerdo se llevará a cabo, mientras que los futuros al negociarse en mercados de valores regulados, presentan ciertas características estandarizadas (Bacchini *et ál.*, 2004, 53-56).

4.2 Opciones

Una opción es un contrato en el que una parte (el lanzador) asume la obligación de llevar a cabo la transacción en caso de que la contraparte (el tomador) desee realizarla.

Debido a esta desigualdad en los compromisos de cada parte, quien asume la obligación recibirá una suma de dinero de quien adquiere el derecho para aceptar su obligación. Este precio que se paga por la opción recibe el nombre de **prima**.

Las opciones pueden clasificarse de acuerdo con el derecho que se adquiere y a la fecha en la que se puede ejercer (tabla 1).

Tabla 1

Clasificación de las opciones	
De acuerdo con el derecho adquirido:	De acuerdo con la fecha en la que se puede ejercer el derecho:
Opciones de compra (*call*): el tomador de la opción, mediante el pago de la prima, adquiere el derecho a comprar el activo subyacente de acuerdo con las condiciones del contrato, en tanto que el lanzador tiene la obligación de venderlo.	Europeas: el tomador puede ejercer su derecho exclusivamente en la fecha de vencimiento (fecha de ejercicio), que está establecida en el contrato.
Opciones de venta (*put*): el tomador tiene el derecho a vender el bien, mientras que el lanzador está obligado a comprarlo.	Americanas: el tomador puede ejercer su derecho en cualquier momento, desde que adquiere la opción hasta la fecha de vencimiento de la misma.

Fuente: Bacchini *et ál.*, 2004.

4.3 Otros derivados

Los activos subyacentes de un instrumento derivado están limitados exclusivamente por la imaginación de los agentes. Lo mismo sucede con las características de los derivados en sí.

Los *forwards*, futuros y opciones son los instrumentos derivados más sencillos y utilizados en el mundo. Sin embargo, con el transcurso de los años se han desarrollado otros instrumentos que presentan diversas características.

Es el caso de los contratos a término flexible en los que, en lugar de especificar el precio de entrega, se determina un máximo y un mínimo para el mismo. Si el precio de mercado disponible está dentro del máximo y el mínimo, se paga el precio disponible. Si supera el máximo o, cae por debajo del mínimo, se paga el límite establecido (Bacchini *et ál.*, 2004, 13).

Mecanismos de cobertura al riesgo de precio utilizados internacionalmente

5

Los mecanismos de cobertura de riesgo de precio utilizados en el contexto internacional, tanto en mercados OTC como en el mercado *exchange*, son:

EEX: *european energy exchange*

El EEX es un mercado que ofrece derivados en electricidad y da cobertura a las transacciones de derivados energéticos en Alemania, Francia, Austria, Suiza, Bélgica y Holanda; dentro de sus productos de cobertura se encuentran las opciones *call* y *put*, y los futuros con fechas de entrega desde el 2011 hasta el 2016; hoy ofrece productos de 1 megavatio por hora (MWh) para meses, trimestres y años.

OMIP: *operador del mercado ibérico de electricidad (MIBEL)*

El operador del mercado ibérico comprende la integración del mercado español y portugués en un mercado unificado de transacciones de electricidad con derivados financieros. Éste ofrece contratos futuros y permite el registro de contratos *forward* y *swaps* con fechas de vencimiento de semanas, meses, trimestres y años, el producto al igual que en el EEX es de 1 MWh con una tarifa de 0,01 euros negociado.

Nordpool

El *nordpool* integra los mercados de electricidad de los países nórdicos. En la actualidad comprende las transacciones en derivados de electricidad en esos países, negociando opciones, futuros y *forwards*.

IDEX: *italian derivatives energy exchange*

El IDEX es un segmento de derivados en el mercado italiano dedicado a las negociaciones con derivados de *commodity*, que inicia con futuros de electricidad en el mercado de electricidad italiano. En este mercado también se negocian, principalmente, opciones y futuros.

NYMEX: *New York mercantil exchange*

El Nymex forma parte del *Chicago Mercantil Exchange Group* (CME-Group), y es el mercado donde se negocia el mayor volumen de derivados energéticos en el mundo, estos derivados de electricidad forman parte del abanico de posibilidades. Este mercado negocia principalmente las opciones, los futuros y los *swaps*.

En conclusión, los mecanismos de cobertura al riesgo más utilizados en el ámbito internacional son los futuros, ya que son acuerdos estandarizados legalmente vinculantes en un mercado regulado de futuros para hacer o recibir la entrega de un producto energético previsto (cantidad de kWh), en una fecha fija en el futuro, y a un precio acordado en el momento en que el acuerdo se ejecuta.

En la industria energética, los derivados pueden ser comprados y vendidos, principalmente de dos formas: *On-Exhange* y el *Over-the-counter*[5] (OTC). El primero se refiere al mercado de futuros que está basado en un intercambio financiero regulado tales como el Nymex, IDEX, y Nordpool, entre otros operadores mencionados. En segundo lugar, el mercado del OTC es específico para productos no estándar, *swaps* y opciones OTC, en este caso, los productos son usualmente negociados entre dos compañías en los mercados de energía.

Alrededor de esto, los comercializadores de energía eléctrica pueden adquirirla en el mercado *spot*, en bolsas de energía o realizando contratos de compra de energía que se pueden hacer de forma bilateral, negociando tanto en mercados formales como en informales (OTC), o directamente con la contraparte, llámese vendedor o comprador.

Negociación en mercados formales

La negociación en los mercados formales por medio de futuros y opciones, tiene diversas desventajas para los comercializadores. En primer lugar, se encuentra el requerimiento de cumplir con normas financieras que incrementan los costos transaccionales y financieros, en muchos casos es necesario establecer mecanismos de cubrimiento o garantías bastante costosas y difíciles de conseguir, lo cual implica un obstáculo para la negociación.

Adicionalmente, en los mercados formales se limita la capacidad de cubrimiento siendo un mercado poco flexible, ya que los productos están estandarizados y deben contratarse en paquetes que pueden llegar a significar un exceso o faltante respecto a las necesidades de contratación. Otra desventaja para las empresas es que requiere de mucha liquidez y solvencia para estar pagando en las cuentas de margen, lo que podría incrementar los costos financieros.

A pesar de esto, la estandarización y el exceso de normatividad proporcionan la ventaja de este tipo de instrumentos debido a que imponen un nivel muy alto de seriedad a las negociaciones y el riesgo de incumplimiento es prácticamente inexistente.

Negociación en mercados informales

Por su parte, los *forwards* y opciones que se negocian en mercados informales presentan las mismas ventajas de cobertura que los mercados formales, aunque se puede incrementar ligeramente el riesgo de incumplimiento, con esto se generan ventajas para los comercializadores en términos de menores costos financieros, mayor flexibilidad al contratar a la medida, y menores requerimientos de solvencia económica.

Negociación directa con la contraparte

De otro lado, la negociación directa con la contraparte es un contrato bilateral futuro más parecido a un *forward*, que si bien elimina muchos de los costos financieros y transaccionales presentes en los otros mecanismos de contratación futura, proporciona ventajas a la parte que tenga la posición dominante; es decir, si el comprador representa un porcentaje significativo de la demanda, podrá influenciar precios más bajos de la energía con respecto a los precios eficientes, mientras que si la posición dominante la tiene el vendedor, éste podría influenciar por precios más altos de acuerdo con el precio justo o eficiente.

En este sentido, es importante considerar que para negociar directamente con la contraparte se requieren de posiciones similares en el mercado, buena estructuración legal del contrato, y una revisión de la calificación de riesgo ante posibles incumplimientos.

5 Mercado en el que se negocian instrumentos financieros directamente entre dos partes.

6

Derivados existentes en Colombia

El mercado minorista de energía colombiano se encuentra organizado alrededor de una bolsa de energía en la que se ofertan cantidades y precios por parte de los generadores, ya sea para el día siguiente o por contratos bilaterales de largo plazo que son liquidados a través del administrador del sistema de intercambios comerciales (Asic).

En este sentido, y hasta el 2010 no se había observado la existencia de instrumentos derivados negociados a través de un mercado formal y, quizá, lo más probable es que tampoco se negociaran en mercados informales. No obstante, en los contratos bilaterales se pudo observar una tendencia a establecer contratos *forward*, con las limitaciones anotadas en el aparte anterior.

Si en Colombia un comercializador quiere adquirir energía eléctrica debe acogerse a contratos bilaterales o comprar en el mercado *spot*, donde está expuesto al riesgo de cualquier precio.

Para ilustrar esto, podemos considerar el período enero de 2006 a diciembre de 2010, donde los precios en el mercado *spot* fluctuaron entre $ 36,4 y $ 308,07 con una desviación estándar de $ 43,46 (Compañía de expertos de mercados, 2010).

Para el mismo lapso, los contratos bilaterales presentaron precios entre $ 66,23 y $ 116,7 con una volatilidad de $ 14,99. Así mismo, en promedio, el precio en bolsa estuvo en $ 103,78 mientras que el de los contratos promediaba $ 90,25 (figura 1, página 20).

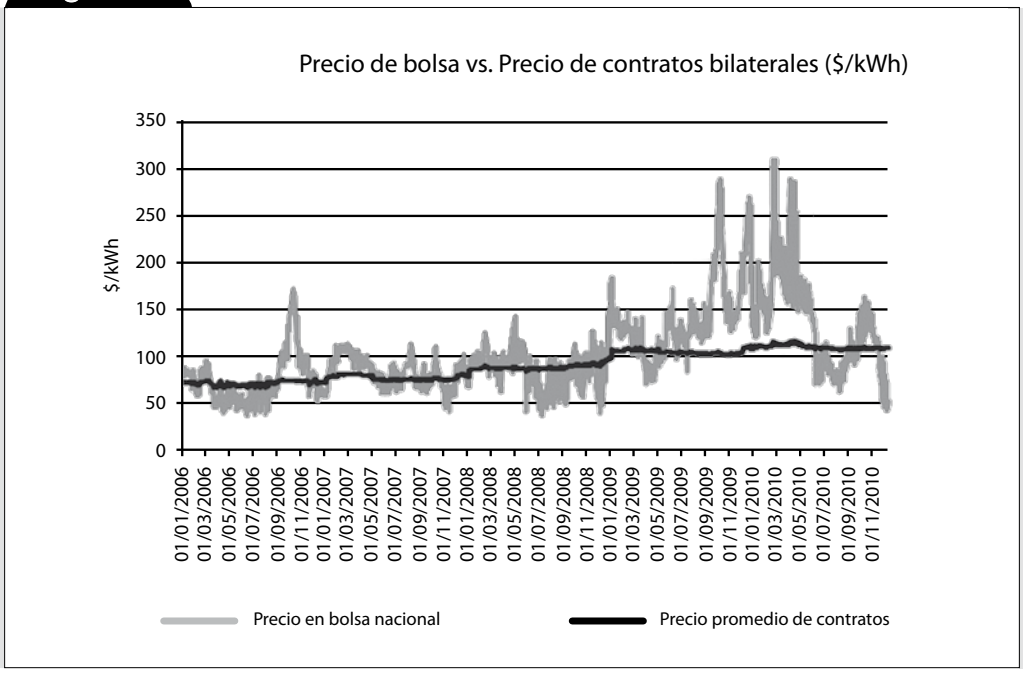
De lo observado se puede inferir que en los últimos cinco años los contratos bilaterales han presentado menor riesgo de precio debido a un valor más estable. De esta manera, si se llegasen a considerar los contratos bilaterales como un *forward* que se negocia de manera bilateral, se encontrarían ventajas de los derivados en la cobertura de riesgo de precio.

No obstante, la principal desventaja de este tipo de contratos bilaterales es que solo son accesibles para unos pocos comercializadores, para aquellos que representan el mayor porcentaje de la demanda y que en su mayoría se encuentran integrados verticalmente con otra actividad de la cadena de prestación del servicio de la energía eléctrica.

Lo anterior deja rezagados a los comercializadores puros en la gestión de riesgo de precio, porque estos difícilmente firman contratos bilaterales con los generadores quienes prefieren hacer acuerdos con las empresas más sólidas financieramente. En consecuencia, los comercializadores quedan expuestos al mercado *spot*.

En este contexto, la mayor posibilidad de ofrecer a los usuarios tarifas competitivas está en la gestión que se haga en el precio de la ener-

Figura 1



Fuente: XM, elaboración propia, 2010.

gía o componente de generación; así, la energía llega al usuario por medio de cuatro actividades: transmisión, distribución, generación y comercialización. En este sentido, si se consideran los precios de la energía (trasladables al usuario final), los comercializadores deben pagar cargos máximos por los componentes de transmisión y distribución, por consiguiente, la única posibilidad de competir, está en la generación y comercialización que representan aproximadamente el 40% y el valor de la energía un 10%.

En este ambiente, la mayor posibilidad de ofrecer a los usuarios tarifas competitivas está en la gestión que se haga en el precio de la energía o en su componente de generación.

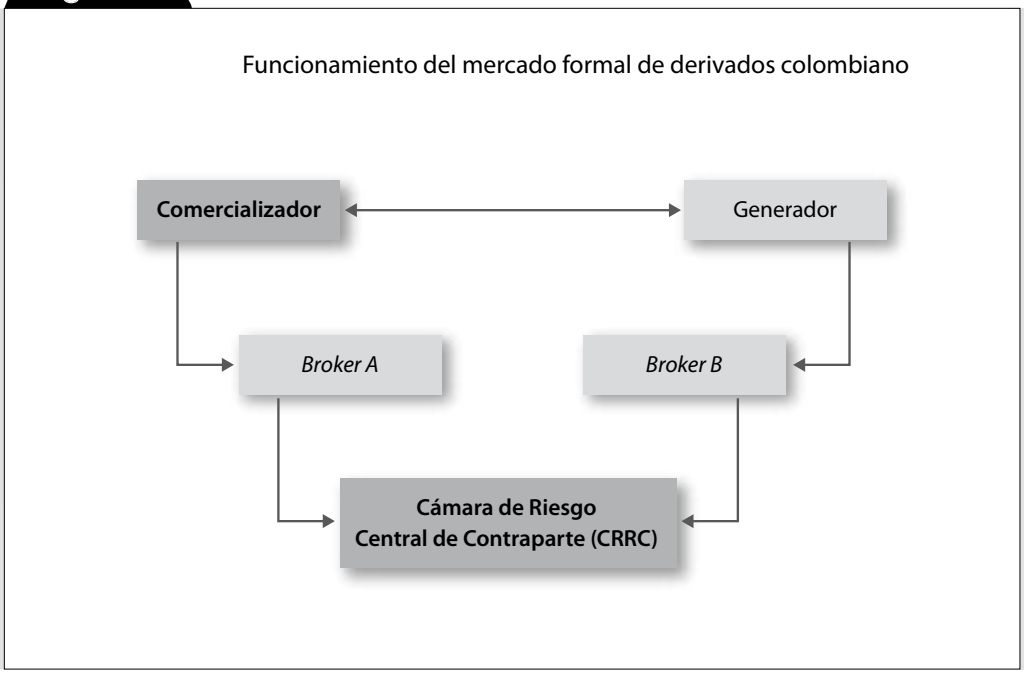
Con estos antecedentes, y respondiendo a una marcada necesidad de estabilizar los precios de la energía eléctrica, inició operaciones el 4 de octubre del 2010 Derivex S.A., mercado de derivados en *commodity* energéticos, cuyo objetivo principal es brindar cobertura y posibilidades de inversión a las empresas del sector energético (Derivex, 2010).

Esta entidad ofrece un derivado de la energía eléctrica, que corresponde a un futuro para 360.000 kWh con una expiración del contrato mensual, y que puede cubrir hasta cuatro meses de consumo. De esta forma, la gestión de riesgo del precio de un comercializador en Colombia se haría de la siguiente forma (figura 2).

Como se requiere centralizar las negociaciones a través de la Cámara de Riesgo Central de Contraparte (CRCC), el comercializador debe abrir una cuenta con un *broker*, quien a su vez sirve de intermediario ante la CRCC, para finalmente establecer garantías por la máxima pérdida posible en un horizonte de dos días, y, diariamente estar consignando o recibiendo las pérdidas o ganancias, respectivamente.

La ventaja que tendría este derivado respecto a los contratos bilaterales, es que sirve como mecanismo para cubrirse al riesgo, incluso para aquellos comercializa-

Figura 2



Fuente: elaboración propia, 2010.

dores que no son los más grandes del mercado, siempre y cuando se establezcan las respectivas garantías y se consignen en las cuentas de margen las pérdidas que lleguen a tener.

Sin embargo, debido a que la formación de precios está dada por una encuesta a los agentes del sector eléctrico donde muchos tienen intereses económicos, los precios no son eficientes y no están dados por un efecto de oferta y demanda.

Ahora bien, es comprensible que por estar en la etapa inicial y, por no contar con los agentes suficientes que compren y vendan instrumentos, las variaciones de precios sean tan grandes. Así mismo, si se adicionan los gastos financieros y las necesidades de capital de este instrumento, a parte de la imposibilidad de cubrirse en cantidades específicas, puede ser que esta herramienta no sea la solución en gestión del riesgo que requieren los comercializadores de energía eléctrica.

7

Empresas comercializadoras en Colombia

De conformidad con la Ley 142 de 1994, la comercialización de energía eléctrica, es la actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado minorista, la venta a los usuarios finales regulados o no regulados, el recaudo de los costos de la cadena de prestación del servicio a nombre de todos los agentes y entidades que la conforman, y la representación de los usuarios ante estos agentes.

La comercialización minorista de electricidad es el segmento de la cadena del sector eléctrico de más reciente desarrollo como negocio. En la mayoría de los países del mundo sigue siendo una actividad integrada con la distribución de energía.

En algunas economías desarrolladas se están llevando a cabo procesos tendientes a introducir o profundizar un esquema de competencia en ese segmento de la industria. Dentro de este contexto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia (Creg) ha pretendido, desde hace cerca de seis años, implementar un marco de competencia en la comercialización minorista de electricidad.

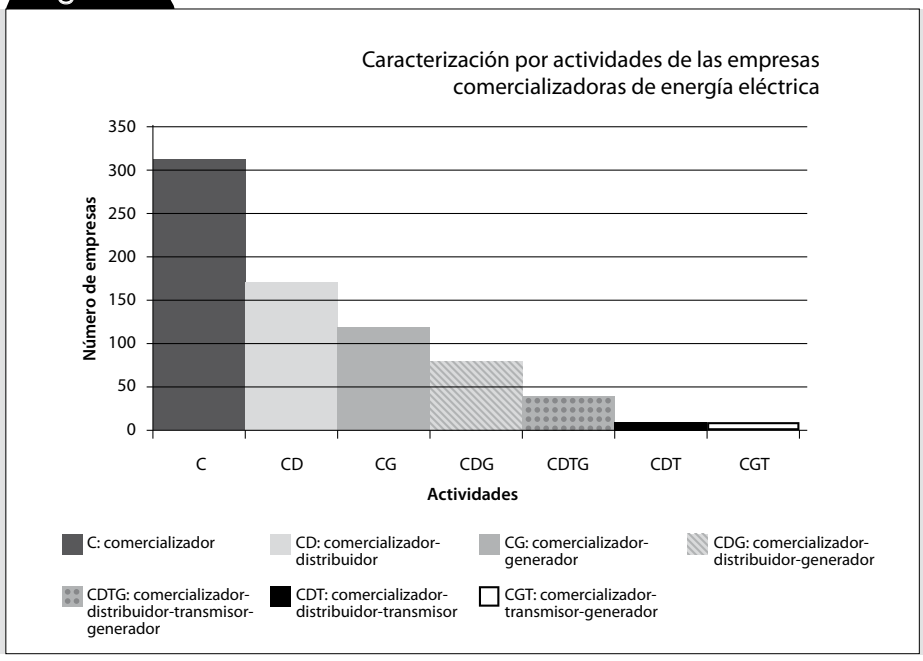
Esta actividad implica que el comercializador actúe como intermediario entre los productores del insumo (empresas generadoras de electricidad) y los consumidores. Por lo tanto, se requiere instalar equipos de medida en el sitio de consumo y consultarlos para conocer el uso de la energía por parte del cliente y, por medio de un documento comercial (factura), solicitar su pago. Aquellas empresas que obtengan ventajas tecnológicas en tales procesos podrán ofrecer precios más bajos y capturar el mercado.

La comercialización de energía eléctrica en el país es realizada por empresas que si bien pueden estar dedicadas, exclusivamente, al negocio de la comercialización (comercializadores puros), también pueden estar integradas con otras actividades como la distribución, la transmisión o generación de energía eléctrica.

En el país hasta el 2010, existían 74 empresas que ejercen la actividad de comercialización de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, de las que 31 son comercializadores puros, 17 comercializadores-distribuidores, 1 es comercializador-distribuidor-transmisor, 4 son comercializadores-distribuidores-transmisores-generadores, 8 comercializadores-distribuidores-generadores, 1 es comercializador-transmisor transmisor-generador, y 12 son comercializadores-generadores (figura 3).

Dado que las empresas que están integradas con otras actividades de la cadena de valor, no cuentan con información financiera suficiente para desagregar en su totalidad a la actividad de comercialización, y, de esta manera poder incluirlas en la muestra para determinar y estandarizar una empresa objetivo; la estructura financiera de la actividad de comercialización de energía eléctrica está mejor representada si

Figura 3

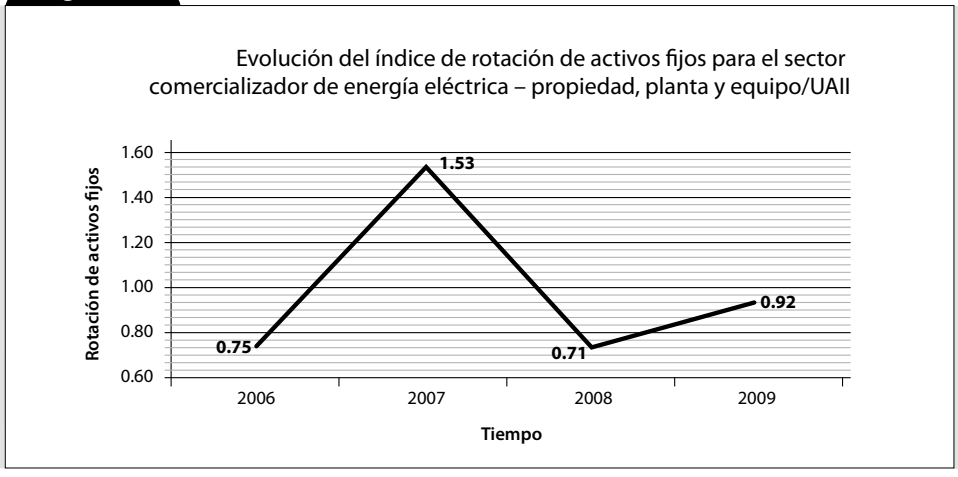


Fuente: elaboración propia, 2010.

se toma como muestra a las empresas que ejercen la actividad de manera independiente.

Durante el período 2006-2009, las 31 empresas comercializadoras se caracterizaron por manejar una cantidad baja en propiedad, planta y equipo que representaba en los años 2006 al 2009, el 2,98%, 3,38%, 4,55% y 4,41% sobre el total de los activos, respectivamente[6]. En otras palabras, la actividad es poco intensiva en activos fijos (figura 4).

Figura 4

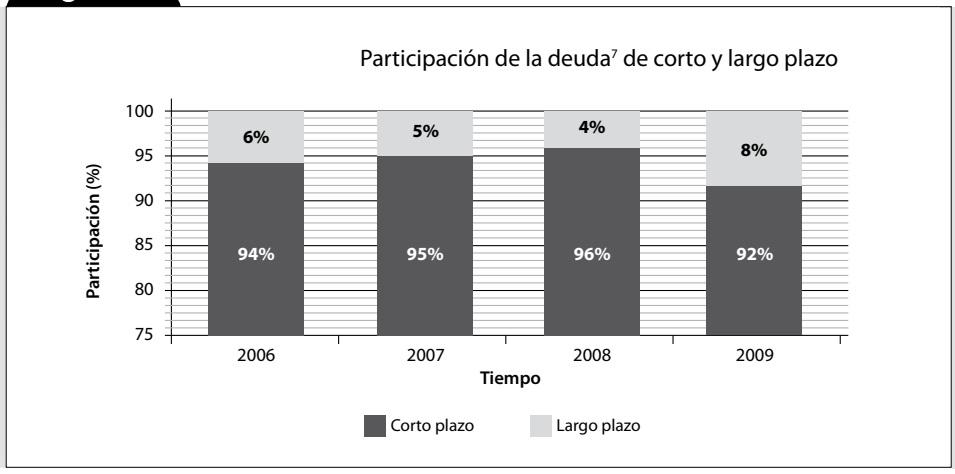


Fuente: Sistema Único de Información (SUI), 2011.

6 La información para realizar el análisis financiero fue tomada del Sistema Único de Información (SUI) específicamente de la página web: www.sui.gov.co.

En segundo lugar, al observar los pasivos del sector, se encuentra que éste se financia más con una deuda de corto plazo que con un porcentaje del pasivo corriente sobre los pasivos totales de 93,90%, 94,96%, 95,91% y 92,04% para los años 2006 al 2009 en ese orden (figura 5). De este modo, las empresas comercializadoras de energía eléctrica que se financian en su mayoría con deuda de corto plazo, disminuyen su capacidad de respuesta ante las contingencias a las que está expuesto cualquier sector.

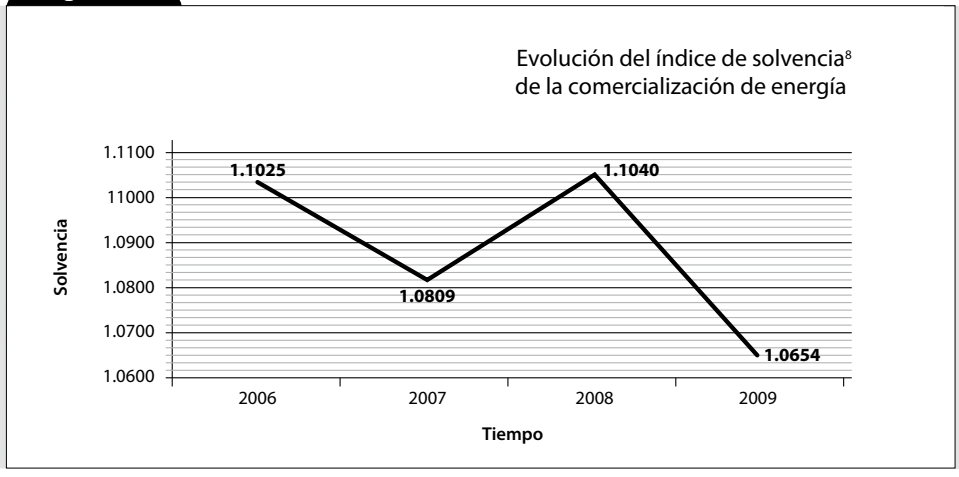
Figura 5



Fuente: Sistema Único de Información (SUI), 2011.

En general, las empresas comercializadoras de energía eléctrica no tienen la capacidad de cumplir con sus obligaciones (figura 6) debido a la poca liquidez del sector que limita la capacidad de responder por sus obligaciones de corto plazo y desarrollar un cubrimiento eficiente. De hecho, esta falta de solvencia y, por consiguiente, de cubrimiento llevó a gran cantidad de comercializadoras a la quiebra en el 2009.

Figura 6



Fuente: Sistema Único de Información (SUI), 2011.

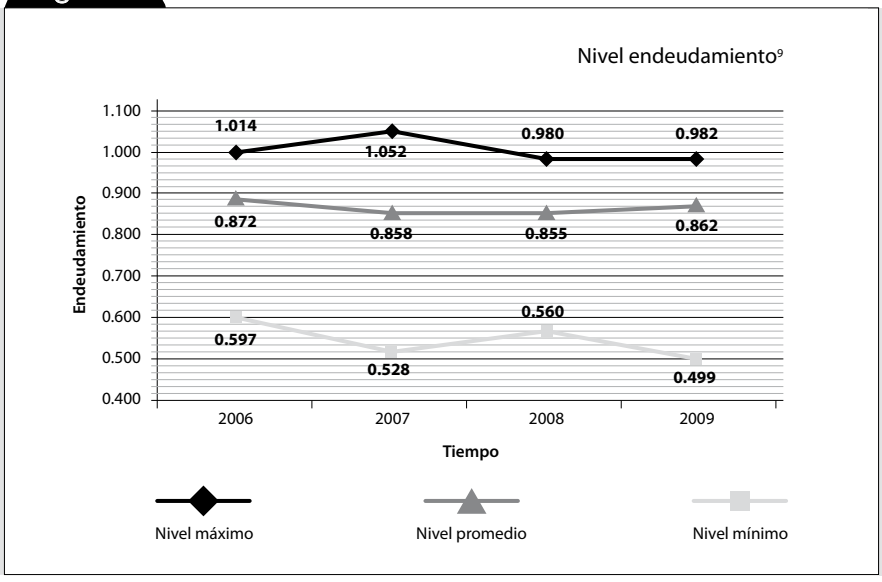
7 Fórmula de la deuda: pasivo corriente/pasivo y pasivo no corriente/pasivo.

8 La relación entre el activo corriente y el pasivo corriente por un determinado período, lleva al índice de solvencia.

Para los diferentes años estudiados se encontró que una financiación con deuda varía entre 85,5% y 87,16% (figura 7). A este respecto, la participación de los acreedores disminuyó en relación con el activo en un 1,01%, quedando para este último año en 86,15%.

Esta disminución se debe a que se han ido suprimiendo las obligaciones a largo plazo; a pesar de que el nivel de endeudamiento es muy alto, ya que está en un rango entre 0,5% y 1,01%, que aumenta la posibilidad de riesgo de quiebra.

Figura 7



Fuente: Sistema Único de Información (SUI), 2011.

Es necesario enfatizar que este porcentaje se atribuye básicamente al endeudamiento en el corto plazo (figura 8) que a pesar de explicarse por ser un sector comercializador, puede llegar a ser riesgoso si existiera un problema con el desarrollo de su objeto social dado que todas sus obligaciones son de corto plazo, lo que podría ocasionarle problemas financieros. En consecuencia, el sector requiere trabajar en su solidez financiera.

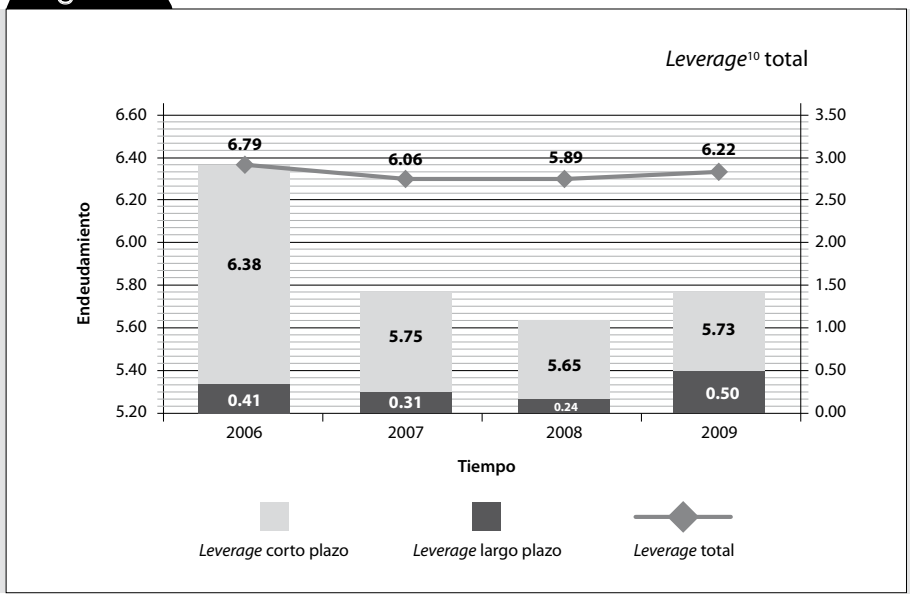
El sector de comercialización de energía eléctrica en 2006 a 2009 presentó un nivel de endeudamiento muy alto dado que el 679,11%, 605,79%, 589,44% y 622,10%, respectivamente, de su patrimonio estaba comprometido con sus acreedores. Por otro lado, en 2006 y 2007 la proporción del pasivo frente al patrimonio, principalmente el pasivo corriente, fue alta ya que por cada peso que le pertenecía a los socios de este sector, de los acreedores corrientes eran $ 6,37 en 2006 y $ 5,75, en 2007.

Para 2008 y 2009 se puede decir que el indicador mejoró con $ 5,65 y $ 5,72, respectivamente. Este hecho en combinación con la volatilidad de los precios de la energía y las contingencias climáticas representó una gran amenaza para las empresas comercializadoras de energía eléctrica.

Ahora bien, como se indicó anteriormente, el 2009 significó para el sector una fuerte caída debido en parte a la exposición de la bolsa de energía por falta de solidez financiera para acceder a los contratos bilaterales y a la ausencia de un mercado de derivados eficiente económicamente. De

9 El endeudamiento se toma como el cociente entre el pasivo total y el activo total.

Figura 8

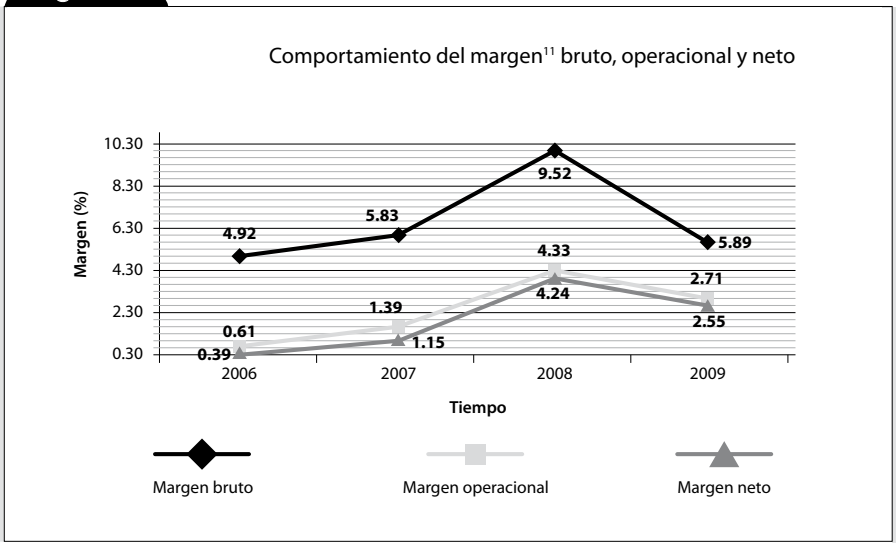


Fuente: Sistema Único de Información (SUI), 2011.

esta forma, la rentabilidad, en general, se encontró constantemente amenazada por el riesgo de insolvencia y la volatilidad de los precios *spot* de energía (figura 9).

Ahora bien, para poder analizar la eficiencia de los derivados utilizados en Colombia y diseñar un instrumento óptimo que permita cubrir el riesgo de mercado; es necesario valorar la posición actual. Para este propósito, es indispensable entender lo que determina el valor para el sector y la forma de calcularlo, para así tomar decisiones sensatas (Damodaran, 2006).

Figura 9



Fuente: Sistema Único de Información (SUI), 2011.

En este sentido, Damodaran presenta dos formas en las que podemos acercarnos al enfoque de valoración (Damodaran, 2006, 7-8):

10 El *leverange* es un procedimiento de financiamiento de la inversión: pasivo total/patrimonio.

11 Este margen se obtiene mediante el cociente entre los diferentes tipos de utilidad (bruta, operacional y neta) y las ventas.

• Valoración de la firma: se toma en cuenta los flujos de efectivo antes del pago de la deuda y después de las necesidades de reinversión.

• Valoración de la acción: utiliza los flujos de efectivo después del pago de la deuda y las necesidades de reinversión.

De forma contraria, autores como Fernández (2003, 171 - 172) y DeAngelo y DeAngelo (2007) Shrieves y Wachowicz (2001); Tham y Vélez-Pareja (2004); Vélez-Pareja, (1999a, 1999b, 2004, 2005a, 2005b) se basan en la premisa que "al valorar los flujos de caja, se debe considerar sólo los pagos que en realidad ocurren" (Vélez & Magni, 2009, 2).

Con esto, al valorar el sector comercializador de energía eléctrica mediante el flujo de caja libre, descontándolo al costo de capital ponderado ajustado para Colombia (tabla 2), se concluye, de forma similar a otros autores, que no se estudia al sector con base en sus utilidades, sino más bien, mediante las inversiones requeridas para mantener el crecimiento y su costo de capital en solo aquellas empresas cuyos retornos de inversión sean mayores a su costo de capital creando valor (Schrand & Unal, 1998) (figura 10).

Este modelo tradicional de flujo de caja descontado prevé un análisis completo de todas las diferentes formas en que una empresa puede aumentar el valor; sin embargo, puede llegar a ser complejo, por lo que, aparece el valor económico agregado que no depende demasiado de los

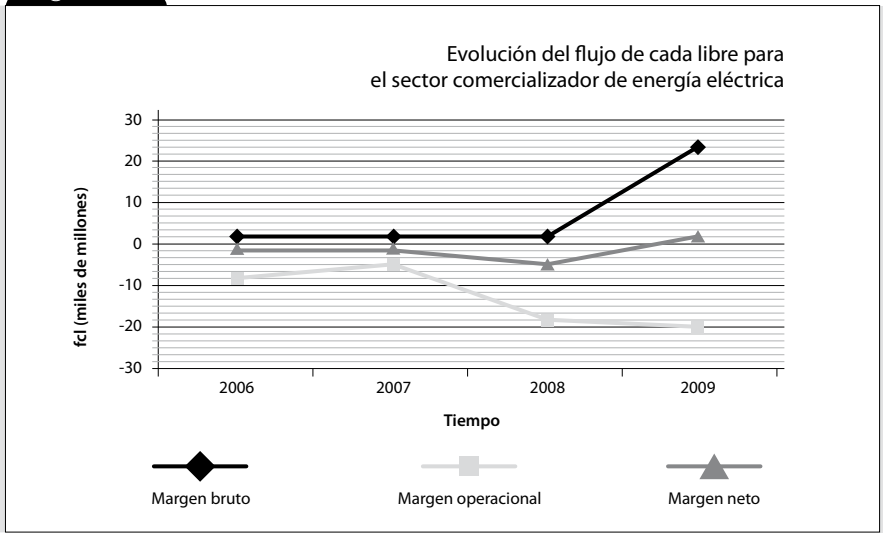
Tabla 2

***Weighted average cost of capital for Colombia* – WACC+EMBI**

Año	Número de empresas	WACC	EMBI	WACC Colombia
2006	69	7,06%	198,32	9,04%
2007	69	6,14%	159,38	7,73%
2008	66	4,26%	299,26	7,25%
2009	61	5,47%	330,32	8,77%

Fuente: Damodaran, 2011.

Figura 10



Fuente: Sistema Único de Información (SUI), 2011.

movimientos del mercado (Damodaran, 2002) y a diferencia de las medidas tradicionales, ve en la firma la "rentabilidad residual" (Wiley, 2003) planteando que los ingresos y el crecimiento del flujo de efectivo tiene valor sólo cuando hay exceso de rentabilidad (Damodaran, 2006).

La figura 11 esboza la valoración por medio del valor económico agregado (EVA), que está dado por:

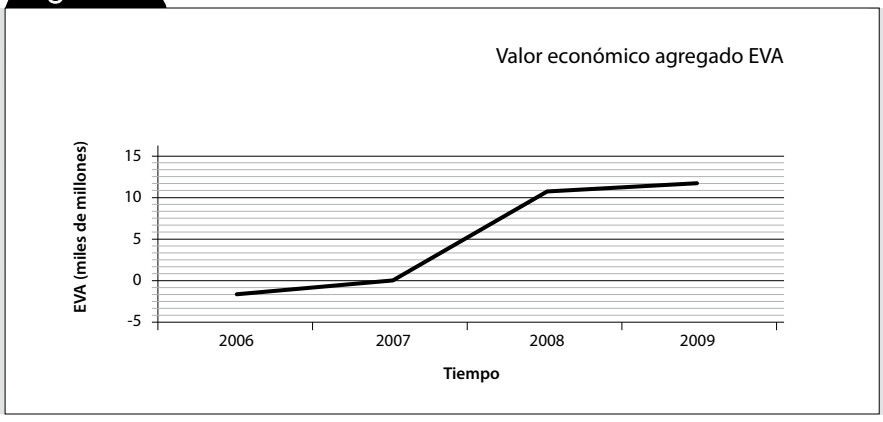
EVA = (UAII (1-impuestos)) -((deuda+ equity)*WACC),

Donde:

WACC: es el costo ponderado de capital calculado anteriormente.

Finalmente, es necesario reconocer que la evidencia empírica muestra cómo los comercializadores cobran a los usuarios y luego pagan la electricidad, por lo que la comercialización de electricidad es una actividad poco intensiva en capital fijo. En consecuencia, si la valoración incluyera, la exigencia de eficiencia en las inversiones en capital fijo, podría ser insuficiente para reconocer el valor agregado del comercializador en su actividad de intermediación (Asocodis, 2007).

Figura 11



Fuente: Sistema Único de Información (SUI), 2011.

La comercialización de electricidad es una actividad de intermediación; en trabajos de este tipo la medida de valor agregado no se basa en metodologías de flujo de fondos, ni en el valor económico agregado, ya que éstas dependen en gran medida de los activos utilizados y de las fuentes de financiamiento. La ganancia del comercializador se define en términos de márgenes de comercialización.

Precisamente por ser la comercialización de energía una actividad poco intensiva en capital fijo, el margen de ganancia que se debe establecer debe tener en cuenta todos los costos y gastos de la compañía, pero sin incluir la forma de apalancamiento financiero y el ahorro en impuestos, ya que éste se da por medio del margen operacional.

$$\text{Margen de operación} = \frac{\textit{Utilidad operacional}}{\textit{Ingresos operacionales}}$$

La utilidad operacional, también conocida como UAII (utilidad antes de impuestos e intereses), o como EBIT (*earnings before interest and taxes*), proporciona la información sobre la ganancia producto de la actividad comercial, y el objeto de la compañía y el margen de operación es un porcentaje que indica la tasa de ganancia dado por el desarrollo de las actividades operacionales.

Riesgo de mercado de la energía eléctrica en Colombia

8

El riesgo de mercado para los comercializadores de energía eléctrica puede definirse como la probabilidad de incremento en los precios de la energía eléctrica que pueden ser producidos por cambios en las tasas de interés, hidrología y nivel de agua en los embalses, precio de los combustibles, entre otras variables.

En este sentido, cobra importancia analizar el comportamiento histórico del precio de bolsa de la energía eléctrica y modelar los precios para el 2011 con el objetivo de cuantificar el impacto de la cobertura al riesgo, por medio de instrumentos derivados en la generación de valor de las empresas comercializadoras de energía eléctrica.

En Colombia, la compra de energía eléctrica para venderla a los usuarios finales puede realizarse mediante la negociación directa con agentes generadores, celebrando un contrato bilateral de largo plazo para períodos entre dos y cinco años, esto no significa que no se pueda vender energía para períodos más cortos, pero es una forma en que los generadores aseguran su venta que producen minimizando situaciones de riesgo de mercado.

Cuando no se logran celebrar contratos bilaterales de compra de energía los comercializadores deben acudir a la bolsa de energía[12] para comprarla al precio *spot* o precio de mercado.

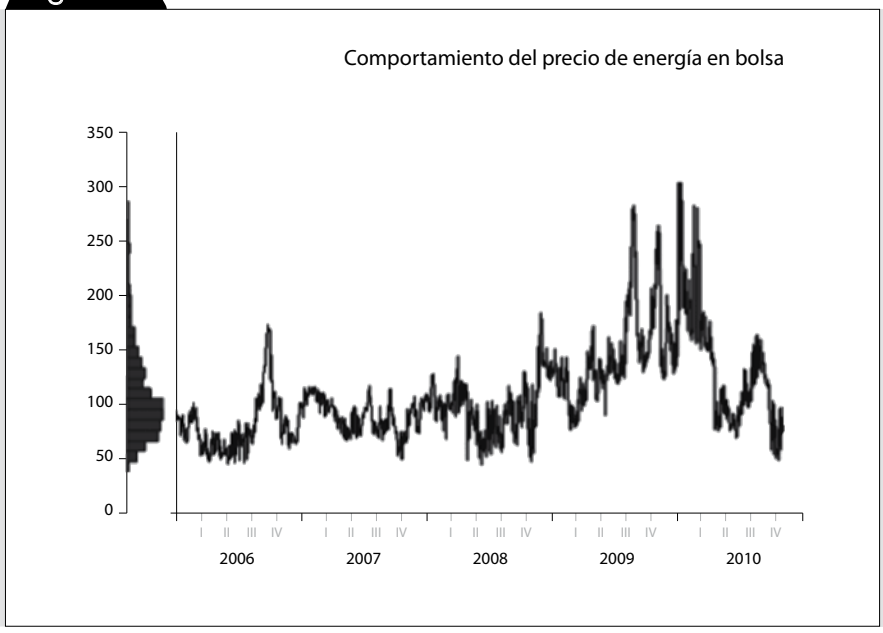
La formación del precio de bolsa es similar a una subasta holandesa, en este caso, los generadores presentan un día antes la oferta de precios de bolsa para cada hora del día siguiente. Las ofertas son ordenadas según el precio de menor a mayor hasta atender la demanda. Los contratos son utilizados como acuerdos financieros para cubrir compromisos comerciales y no implica la entrega física de electricidad, pero igualmente, son herramientas útiles de cobertura de riesgo para mitigar la volatilidad del precio de bolsa.

8.1 Comportamiento histórico del precio de bolsa

Al analizar el precio de bolsa diario de la energía eléctrica para el período enero de 2006 a diciembre de 2010, se encuentra que el precio promedio fue de $ 103,48 el kilovatio por hora (kWh), el máximo de $ 308,07 el kWh, y el precio mínimo de $ 37,53 kWh que correspondió a un piso colocado por la regulación para remunerar los costos en que se incurrieron por el funcionamiento de las plantas de generación (figura 12).

12 La bolsa de energía es el sistema de información manejado por el administrador del sistema de intercambios comerciales, en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora.

Figura 12

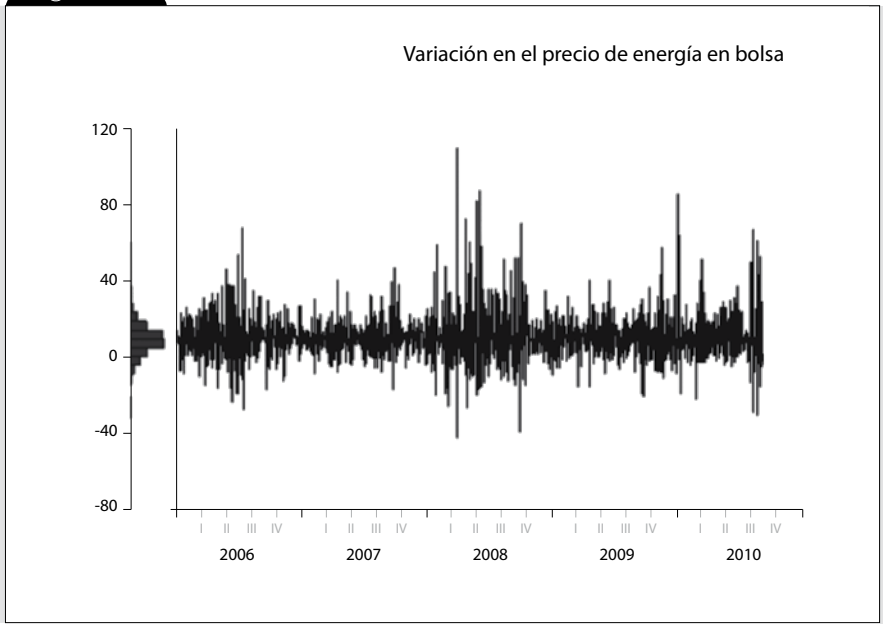


Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010

La volatilidad observada a lo largo de los cinco años analizados es de $ 43,35, el 84% de las observaciones indican que los precios se ubican entre $ 50 y $ 150 kWh.

Al analizar los retornos entendidos como la diferencia logarítmica entre el precio del día t y el precio del día t-1, se encuentra que las variaciones están entre -82,44% y 73,29%, con un promedio de -0,0045% (figura 13).

Figura 13

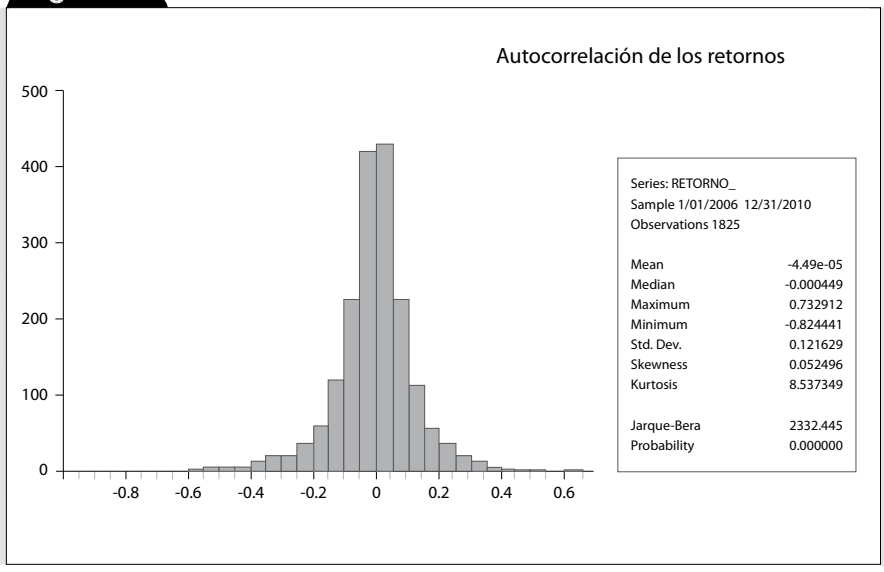


Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010

Las variaciones porcentuales de los precios de la energía no presentan una distribución normal.

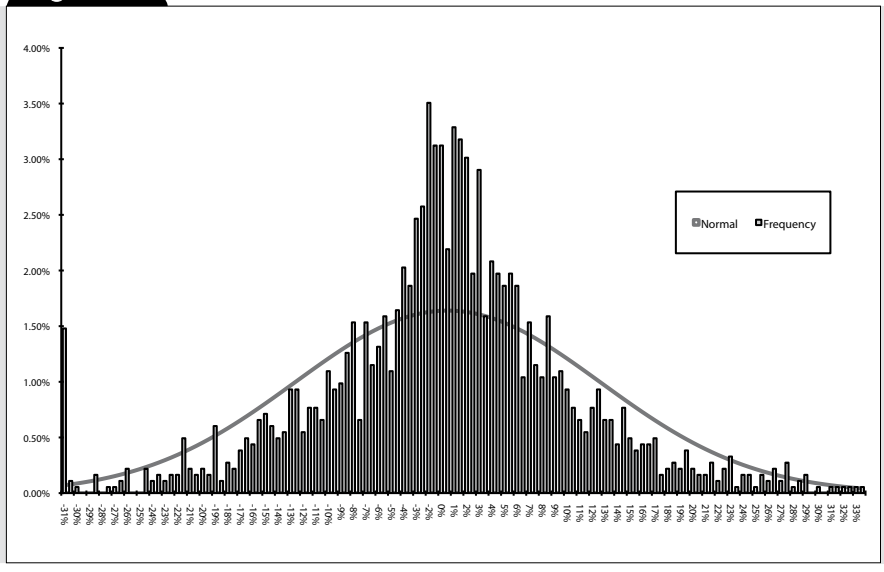
A pesar de que puede decirse que existe cierta simetría en la distribución, se observa que el exceso de *curtosis* es consecuencia de que los retornos presenten colas gruesas y largas, y que la variación se concentre en cero, principalmente (figuras 14 y 15).

Figura 14



Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010

Figura 15

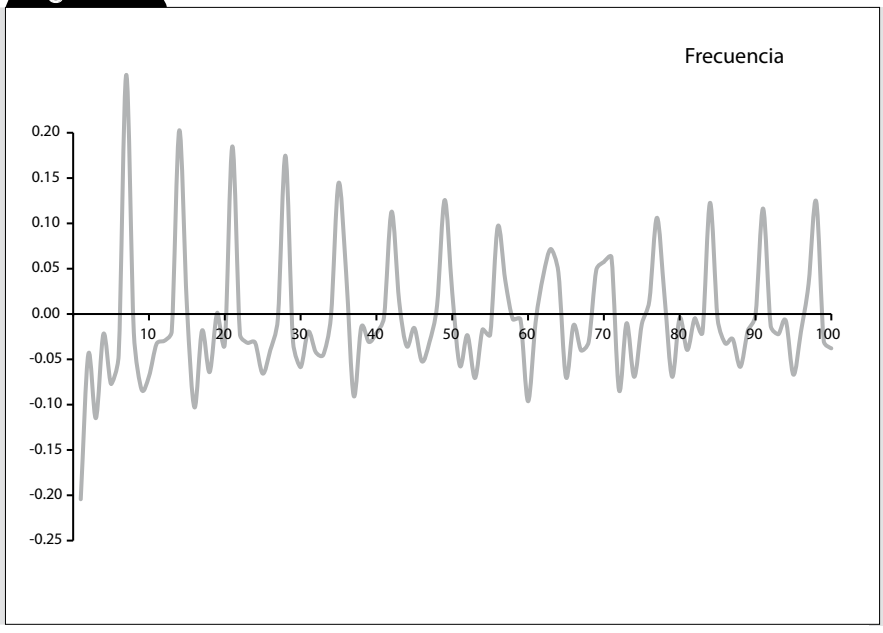


Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010

Al calcular la autocorrelación de los retornos diarios, se encuentra que los mismos están altamente autocorrelacionados, principalmente con los retornos del día y del séptimo día inmediatamente anterior (figura 16). Esto puede obedecer a la formación del precio de bolsa ya que los generadores al presentar la oferta de precios de bolsa se basarán en la información del día anterior y en la demanda del día que se va a ofertar, ya que el consumo de los usuarios no es el mismo un lunes que un domingo.

Es decir, la oferta dependerá de la información del día anterior de los siete días anteriores.

Figura 16



Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010

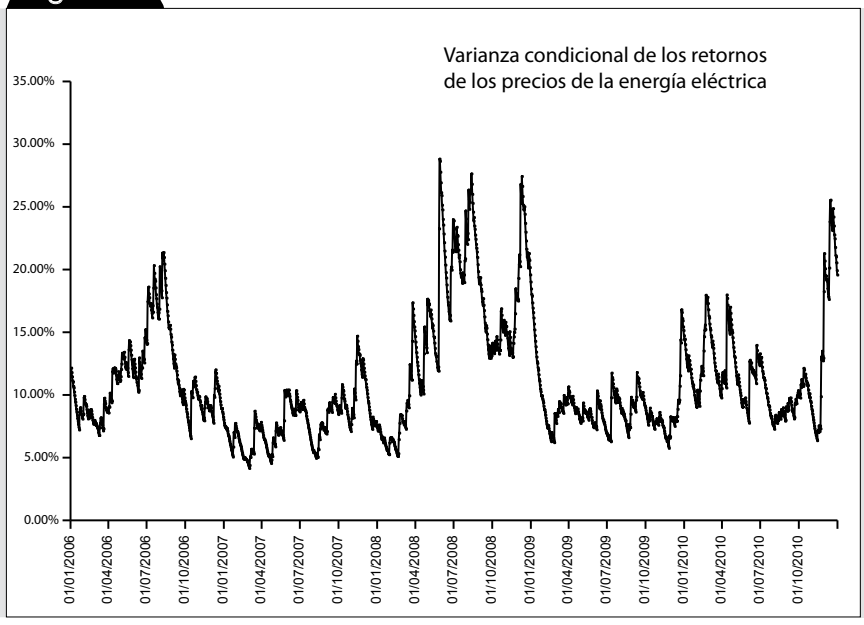
8.2 Precio de la energía en bolsa durante el 2011

Aunque es difícil pronosticar los precios de la energía eléctrica dada la alta dependencia a variables climáticas y al precio de los combustibles, se pudieron estimar los precios máximos y el precio promedio para el 2011. Para realizar esto se hizo una simulación de Montecarlo con un modelo de Garch (1,1)[13], ya que la varianza de los retornos no es constante en el tiempo y presentan algunos *cluster* (figura 17).

La simulación se modeló con base en Campbell, Lo, y Mackinlay (1997) quienes señalan que la mayoría de estudios financieros se realizan con los retornos dado que para un inversionista el retorno de un activo es un resumen completo, gratis y a escala de lo que sería una oportunidad de inversión, y porque la serie de los retornos es más fácil de utilizar que los precios, debido a las propiedades estadísticas (figuras 17 y 18).

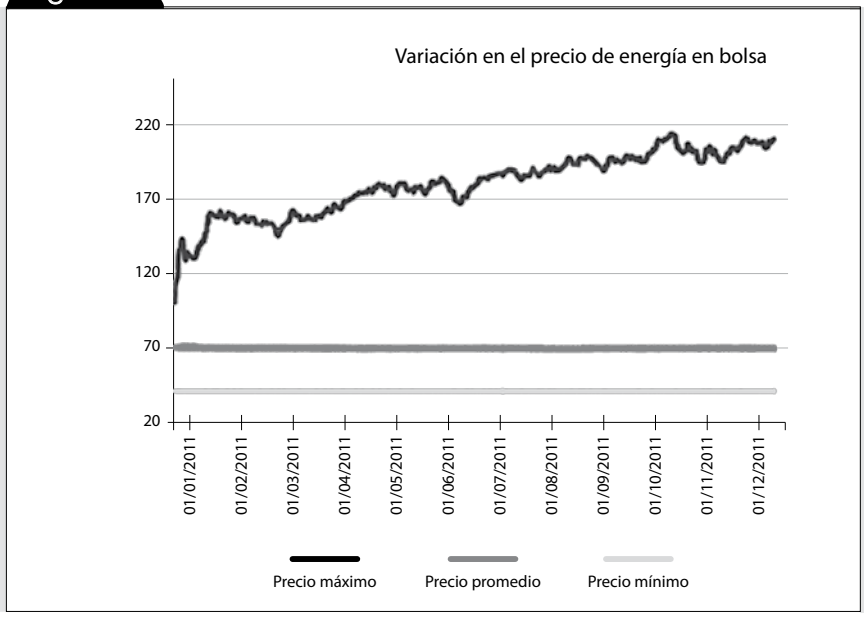
13 El modelo Arch fue desarrollado por Bollerslev (1987), para incluir retardos en la varianza condicional. Esto se utiliza, principalmente, cuando la varianza no es contante en el tiempo, tal como sucede con el precio de le energía.

Figura 17



Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010

Figura 18



Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010

Los resultados muestran que el precio máximo varía entre $ 108,07 y $ 249,49 para los 365 días del año; el precio mínimo está establecido por regulación y corresponde a $ 40.

Entre tanto, las mil corridas realizadas para cada día del año presentan un precio de bolsa promedio entre $ 69,9 y $ 72,1 por kilovatio por hora (kWh).

8.3 Comportamiento histórico del precio promedio de los contratos de energía eléctrica

Los contratos se establecen entre empresas generadoras de energía eléctrica y comercializadoras, o entre empresas comercializadoras,

donde se debe negociar bilateralmente las condiciones del mismo, definiendo precios, cantidades y garantías, principalmente.

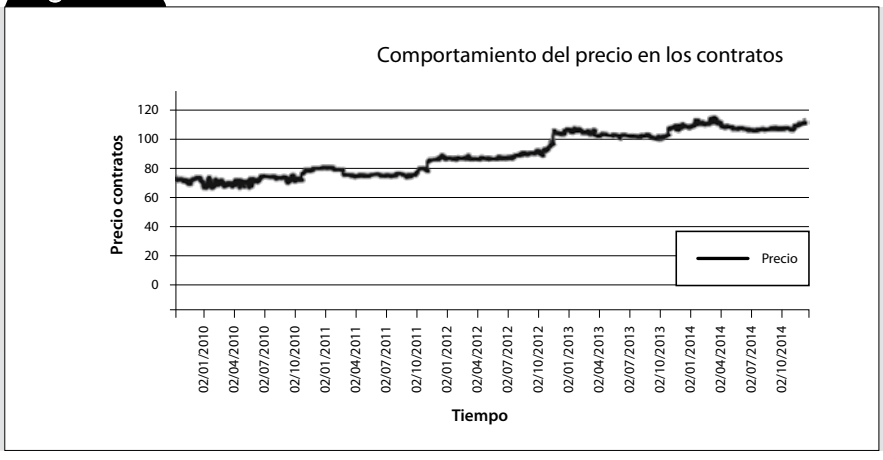
Al momento de la negociación como en todo mercado, para definir el precio se considera toda la información disponible, tal como el precio actual de la energía en bolsa, el pronóstico de las condiciones climáticas; es decir, temporada de sequía o de lluvias, el crecimiento de la demanda, al igual que la solidez financiera del solicitante del contrato (o comercializador). Por lo general, se garantiza el precio; es decir, una vez que se acuerde éste debe mantenerse constante hasta la finalización del contrato, variado únicamentente, por el índice de precios al productor de cada período de acuerdo con la siguiente expresión.

$$P_i = P_0 + \left(\frac{IPP_i}{IPP_0}\right)$$

Donde:
P_i: es el precio en el período i
P_0: corresponde al precio de firma del contrato
IPP: es el índice de precios al productor

El precio promedio de los contratos celebrados para entregar energía entre enero de 2006 y diciembre de 2010, tuvieron un precio promedio de $ 90,52 el kilovatio por hora (kWh), con un máximo de $ 116,7 y un mínimo de $ 66,23, como lo muestra la (figura 19).

Figura 19

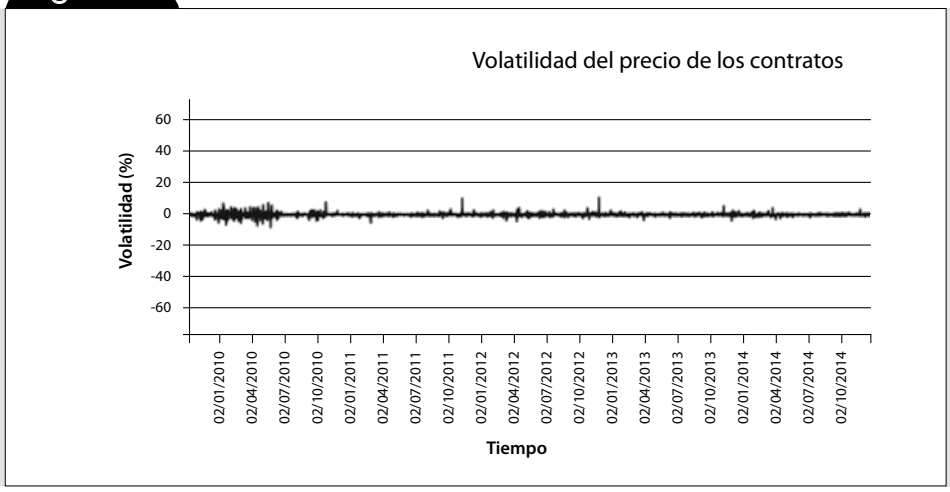


Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010

Como es de suponer la volatilidad en los precios de los contratos es baja, dada la garantía del precio que debe hacer el agente oferente al comprador de la energía durante el término de duración del contrato. La volatilidad observada a lo largo de los cinco años es de $ 15,10, y se puede observar que el 87,19% de los datos se ubican entre $ 60 y $ 120 kWh.

Al realizar el análisis de retornos para el precio promedio de los contratos se encuentra que las variaciones de los mismos están entre -6,37% y 8,76% con un promedio de 0,02 (figura 20).

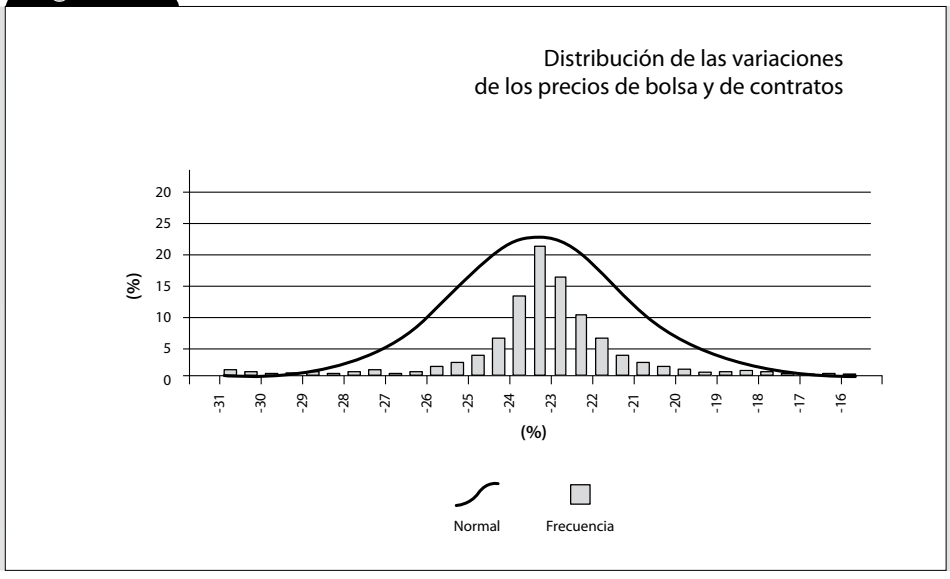
Figura 20



Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010

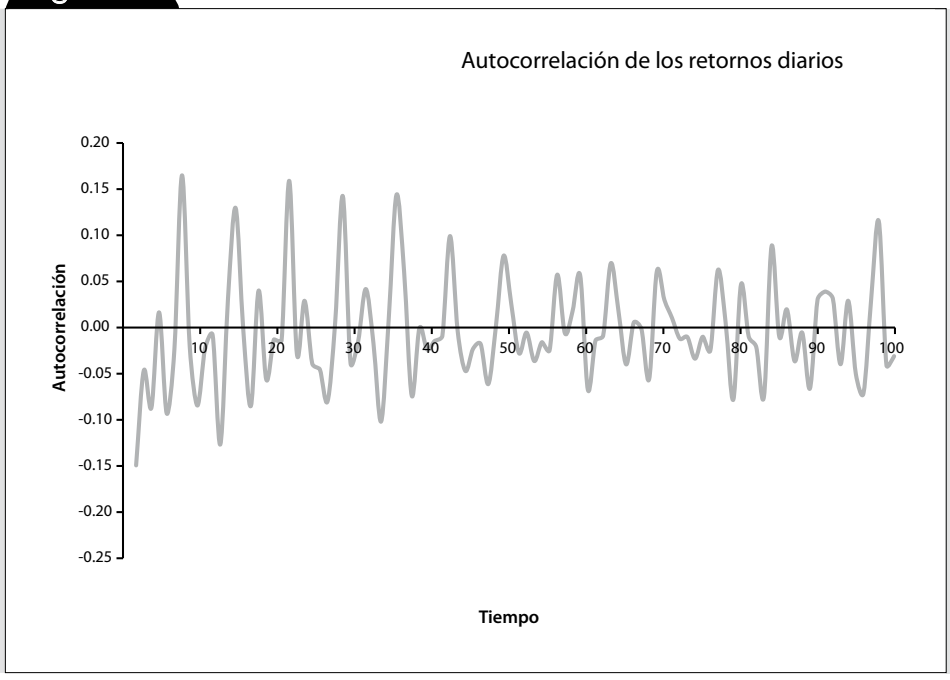
Las variaciones porcentuales de los precios promedio de contratos de energía eléctrica al igual que las variaciones de los precios de bolsa no presentan una distribución normal. A pesar de que existe cierta simetría en la distribución, se observa un exceso de *curtosis* y, por lo tanto, los retornos presentan colas gruesas y largas, y la distribución de los datos se concentran en cero, principalmente (figuras 21 y 22).

Figura 21



Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010

Figura 22



Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010

La simulación de Montecarlo es realizada para estimar los precios de los contratos para el 2011 mediante un modelo Garch (1,1), ajustando los parámetros relacionados con la volatilidad, respecto del modelo utilizado para estimar los precios de bolsa.

Dicha simulación permite identificar que en contratos el precio máximo puede variar entre $ 116,37 y $ 179.94 el kWh, para todos los días del año, el precio mínimo fluctuaría entre $ 47,43 y $ 109,39 el kWh. Entre tanto, las mil corridas realizadas para cada día del año presentan un precio de bolsa promedio entre $ 112,25 y $ 113,07 por kWh.

Margen de intermediación y diseño de escenarios

9

Debido a que el sector minorista es una actividad poco intensiva en activos fijos, tanto el valor presente neto como el valor económico agregado representan medidas de valor con poca productividad. En este sentido, la herramienta más objetiva para el análisis de la efectividad de los derivados en la cobertura de riesgo de precio para la comercialización de energía eléctrica está dada por el margen de intermediación.

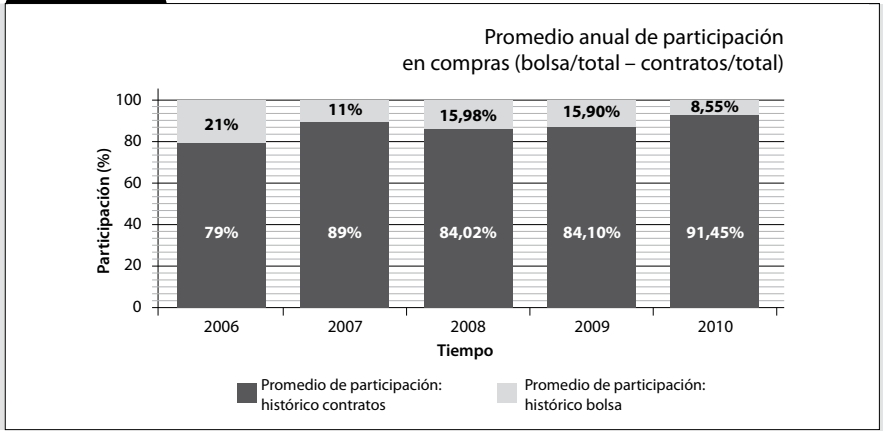
A continuación, se realiza un análisis sobre el margen de intermediación histórico para el período 2006-2010 junto con el costo ponderado entre compras mediante la bolsa y contratos. También se estudia el comportamiento de dichas compras con el fin de pronosticarlas y se realiza, tanto el costo ponderado con los precios modelados anteriormente como el margen de intermediación proyectado para el 2011.

Para lo anterior, se utilizaron los datos sobre las cantidades y precios históricos de los contratos y de la bolsa (Neón aplicativo XM, 2010) analizando los puntos máximo, promedio y mínimo de las compras, y con base en los ingresos acumulados se calculó el margen de intermediación para cada día dentro del período 2006-2010 (SUI, 2010).

9.1 Análisis histórico de los instrumentos utilizados

Para el período comprendido entre 2006 y 2010 se encontró una mayor participación en contratos, esto debido a la volatilidad presentada en la bolsa (figura 23).

Figura 23



Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010.

Para el análisis de efectividad de los contratos bilaterales en la cobertura de riesgo de precio, se han planteado cuatro escenarios. El primero considera una combinación 50/50 entre contratos y bolsa, el segundo y tercero suponen compras, únicamente, para bolsa y contratos, respectivamente y, el último, se basa en el escenario histórico real.

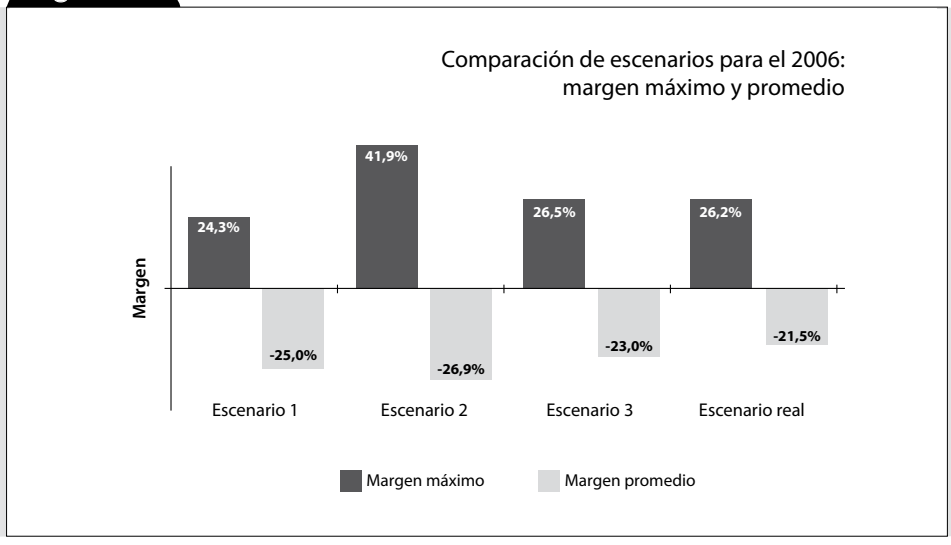
Tanto para los escenarios planteados como para la perspectiva histórica se puede observar cómo a medida que avanza el tiempo se presenta un rango de utilidad neta mayor con un mínimo anual cada vez menor con un promedio siempre negativo y un margen máximo de comercialización con tendencia creciente.

Por su parte, el costo ponderado teniendo como referencia una totalidad de compras en bolsa, representa el escenario más riesgoso para el comercializador independiente.

Al lado de ello, el escenario tres es el que muestra un menor rango de costo seguido del escenario real histórico.

En síntesis, tomando como base el costo ponderado de los distintos escenarios los contratos bilaterales a pesar de tener las limitaciones mencionadas en el capítulo cinco de este documento, son efectivos en la cobertura de riesgo precio (figura 24).

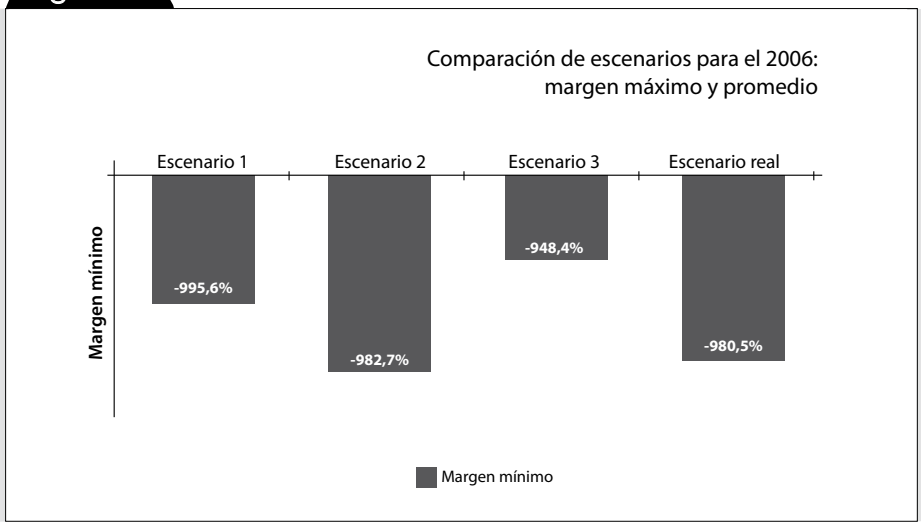
Figura 24



Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010.

Un portafolio compuesto en su totalidad por compras en bolsa tendrá un rango mayor de posibilidades debido a la alta volatilidad. De esta forma, mientras que en un portafolio compuesto en su totalidad por contratos, el margen de intermediación varía entre -948,4% y 26,5%; en un portafolio compuesto por compras en bolsa este rango se hace mayor, lo que implica un considerable riesgo para la empresa comercializadora independiente (figura 25).

Figura 25

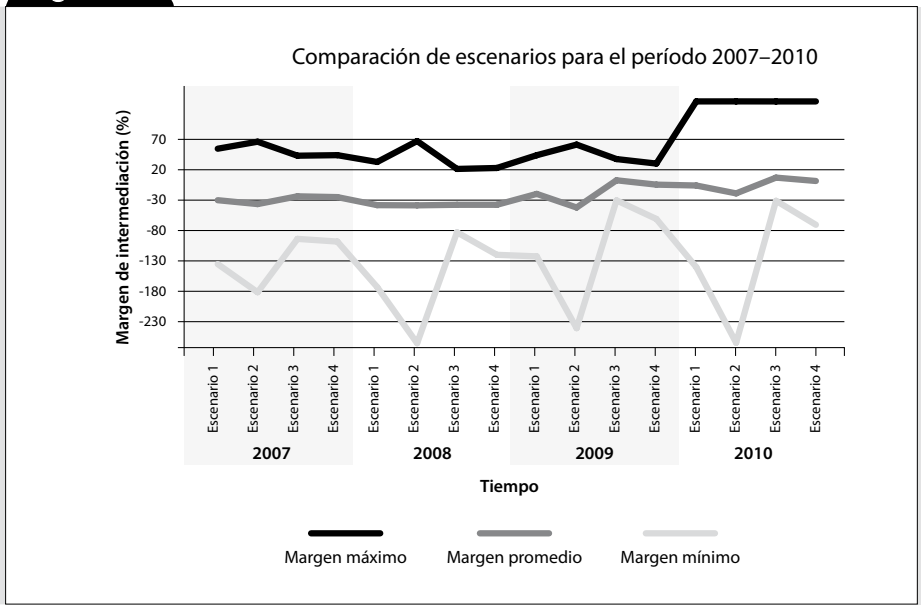


Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010.

A pesar de que para el punto máximo de margen de intermediación el portafolio compuesto en un ciento por ciento por compras en bolsa presenta el mayor valor de margen de intermediación; el hecho está en que este mismo portafolio da como resultado en el punto mínimo una menor tasa, lo que hace necesario su uso, tanto en contratos bilaterales como en derivados que permitan a la empresa cubrirse del riesgo precio de acuerdo con su cultura empresarial, política de riesgo y correlación entre energía física y el portafolio elegido.

Esta línea de argumentación podría ser complementada con la tendencia del escenario real hacia el portafolio compuesto en su totalidad por compras mediante contratos, lo que lleva a concluir, que el comercializador independiente está dispuesto a sacrificar un posible margen de intermediación alto acompañado de un mayor riesgo a cambio de una cobertura apropiada, decidiendo así para el período comprendido entre el 2006 al 2010 tener un portafolio promedio del 15% de compras en bolsa y el restante 85% en compras mediante contratos (figura 26).

Figura 26



Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010

En general, los cuatro escenarios observados presentaron un margen promedio negativo mostrando que el portafolio compuesto en su totalidad por compras en bolsa no es necesariamente el más efectivo, más bien, la tendencia al establecimiento de contratos bilaterales se inclina a ser la decisión más acertada.

Dada la anterior información no es raro que algunas empresas hayan quebrado en el 2009 debido al riesgo de precio, y, es tal vez, este hecho que produce que los comercializadores hayan disminuido la participación de compras en bolsa de 15,90% en el 2009 a 8,55% en el 2010.

Alrededor de esto y tomando como referencia una inflación del 4,4% para el 2010 (DANE *et ál*., 2010), se encontró una mejor representación de la efectividad de los contratos bilaterales.

Mientras que la diferencia de valores entre escenarios para llegar al punto máximo es mínima casi nula al considerar el valor mínimo de margen de operación, se concluye que el uso de contratos bilaterales ha permitido a las comercializadoras de energía eléctrica independientes, cubrirse del riesgo precio generado por la alta volatilidad de los precios *spot* de energía eléctrica.

Sin embargo, se hace necesario evaluar la pertinencia de un tercer instrumento en la parte final de este apartado con el fin de analizar objetivamente todas las opciones que posee el sector minorista para cubrirse del riesgo y, así evitar la pérdida de valor.

9.2 Análisis de los instrumentos derivados en la cobertura del riesgo

Con el fin de analizar la eficiencia de la cobertura de los instrumentos derivados con relación a la exposición de riesgo precio es preciso identificar la existencia de cobertura; es decir, si las empresas han decidido o no aplicar una estrategia de cobertura del riesgo precio.

En este sentido se ha comprobado que las comercializadoras independientes de energía eléctrica han optado por utilizar los contratos bilaterales en lugar de los instrumentos derivados energéticos que se les proporciona desde el 2010. Así mismo, se observó que para el 2009 solo el 3% mostró en su balance el uso de inversiones en derivados financieros, mientras que el 97% restante decidió utilizar los contratos bilaterales únicamente.

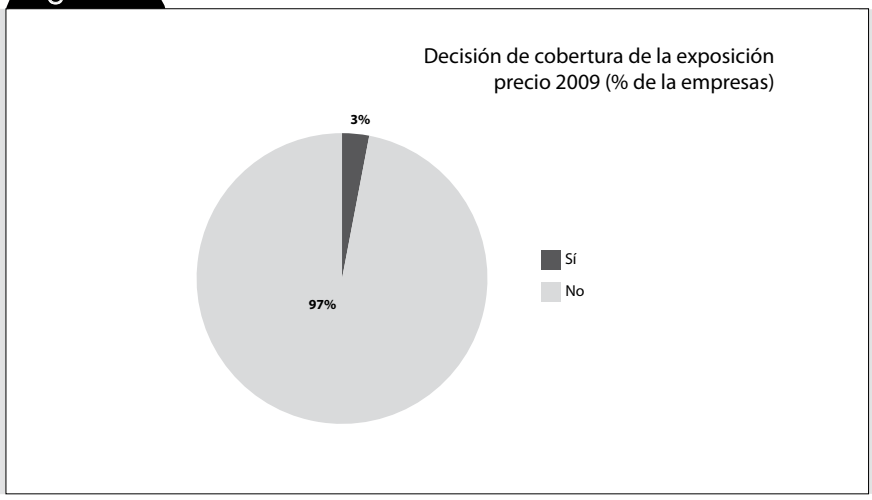
Por otra parte, desde octubre del 2010, los precios de los contratos de futuros ofertados por Derivex presentaron una tendencia decreciente debido a que en gran parte fueron determinados por el precio de la bolsa. Dicha alta correlación disminuyeron la eficiencia de los derivados en la cobertura de riesgo precio (figura 27).

Para los fines de este argumento se consideraron inicialmente los escenarios planteados, anteriormente, sin tener en cuenta los contratos futuros ofertados por Derivex. Esto con el fin de analizar la efectividad de tales contratos en la cobertura del riesgo precio. Para el actual estudio, se supone que el mercado minorista puede elegir continuar con la participación promedio; es decir, el 85% con contratos y el 15% restante con bolsa.

De esta forma, en este análisis se relaciona el rango de precio entre 40 y 160 (BVC & Derivex, 2006) con los informes y las encuestas mensuales (Derivex) con el fin de considerar el comportamiento de precios de los contratos futuros que muestran una alta relación con los precios de la energía en bolsa.

Debido a la gran similitud que existe entre los precios de las diversas modalidades en Derivex para el análisis se supone un promedio de las mismas. En este sentido, se plantean cinco nuevos escenarios donde tres de ellos suponen el uso de un único instrumento ya sea éste un contrato bilateral, compra en bolsa o contrato futuro. A su

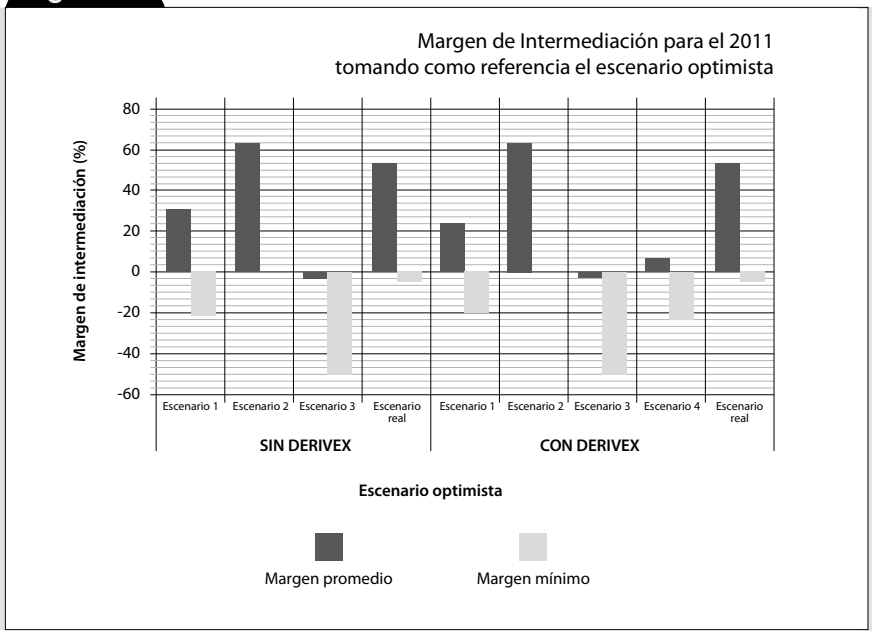
Figura 27



Fuente: Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2010.

vez, se propone un escenario con una combinación de las tres herramientas de tal forma que cada una posea la misma participación, y finalmente se adapta el escenario real de acuerdo con el estudio de factibilidad (Derivex & Bolsa de Valores de Colombia, 2009) quedando este portafolio compuesto de un 12% en compras en bolsa, 77% mediante contratos y el 11% con contratos futuros (figura 28).

Figura 28



Fuente: Sistema Único de Información (SUI), 2011.

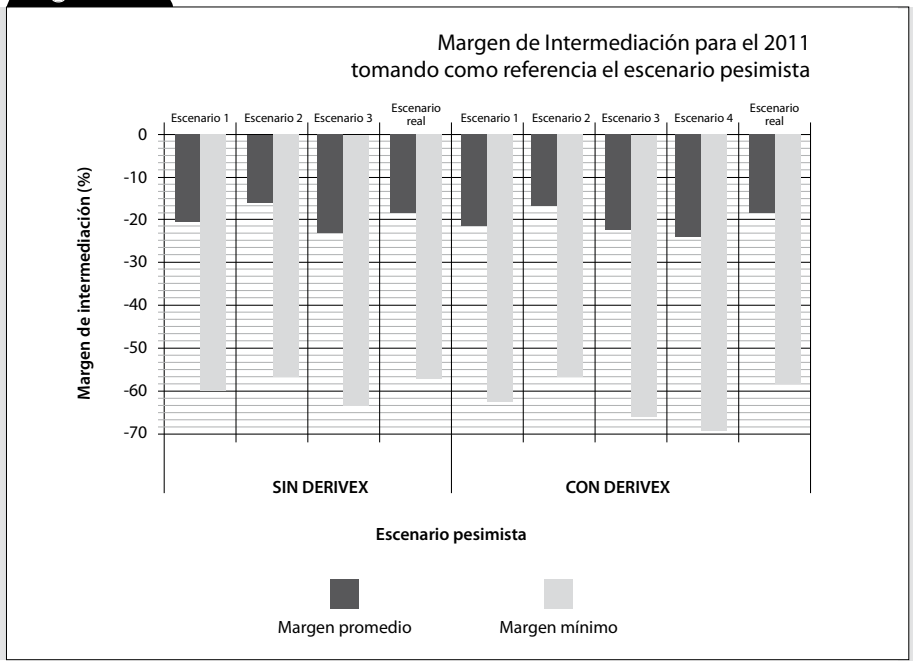
El portafolio compuesto en su totalidad por compras mediante la bolsa no es el más conveniente para el sector minorista debido al riesgo precio que desea cubrir el mismo.

De esta forma, se propone el uso de derivados con el fin de tener un portafolio óptimo que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica cubrir el riesgo. No obstante, tales instrumentos financieros deben ser eficientes económicamente para poder cubrir el riesgo y evitar la pérdida de valor.

En este sentido, mientras que el margen de intermediación en su nivel más alto, tanto para el escenario optimista como para el pesimista representa una diferencia casi nula; se observa que desde las dos perspectivas el portafolio compuesto en su totalidad por compras en bolsa representa el menor margen operativo.

Así, las empresas comercializadoras de energía eléctrica caracterizadas por un alto endeudamiento en el corto plazo, no poseen la solidez financiera para acceder a contratos por lo que quedan expuestas a los precios de la bolsa, que les representan el menor margen de intermediación (figura 29).

Figura 29



Fuente: SUI, Neón aplicativo XM, elaboración propia, 2011.

Para los escenarios optimista y pesimista el menor margen promedio está dado por el portafolio compuesto por un ciento por ciento por compras en bolsa. En este sentido, los contratos bilaterales ofrecen la oportunidad a las empresas de cubrirse del riesgo precio generado por la volatilidad de los precios *spot*.

Al añadir el uso de derivados al análisis, se percibe en contra de lo que se podría pensar, que tales instrumentos no le proporcionan al sector minorista la posibilidad de disminuir el riesgo precio y tampoco le permiten al comercializador evitar pérdidas relacionadas con el margen de intermediación posible dentro de un escenario optimista ni pesimista.

Si se considera el escenario pesimista, el margen promedio menor resulta del portafolio cuya totalidad de compras son en futuros Derivex. Del mismo modo, para las dos perspectivas de análisis, el añadir los contratos futuros Derivex resulta en una disminución del margen de intermediación promedio, tanto para el escenario uno como para el escenario real.

Así mismo en este último escenario, el margen operativo mínimo aumenta cuando se adiciona al portafolio los contratos futuros Derivex. Finalmente, se concluye que los precios de los futuros son altos incluso respecto a los precios de los contratos, en este sentido el sector minorista decide no cubrirse debido a que el precio de Derivex es demasiado desfavorable para ellos como comercializadores.

10

Conclusiones

Actualmente, dada la alta complejidad y competitividad del mercado, los comercializadores independientes tienen la gran necesidad de cubrirse con el fin de reducir el riesgo relacionado principalmente con la falta de solvencia y la volatilidad de los precios y evitar que los márgenes de intermediación se deterioren. Es así como, el comercializador puro podría sacrificar la variabilidad de sus ingresos futuros para poder estabilizar sus flujos de caja dada la alta volatilidad del precio de energía *spot*. En este sentido, el período histórico analizado muestra la tendencia de la industria comercializadora hacia el establecimiento de contratos bilaterales, pues estos presentan menor riesgo al precio de la energía debido a un valor más estable.

No obstante, estos contratos son poco accesibles para los comercializadores independientes ya que este sector es de reciente desarrollo, se caracteriza por un alto endeudamiento en el corto plazo y, en general, no tiene la capacidad de cumplir con sus obligaciones. Alrededor de esto, el análisis de escenarios en el que se incluyen los derivados futuros ofertados por Derivex permite concluir que este instrumento financiero incrementa los costos, es poco flexible y requiere de mucha liquidez y solvencia; por lo tanto, a pesar que los contratos bilaterales proporcionan ventajas a la parte dominante y son poco accesibles, las altas variaciones del precio del derivado, las necesidades de capital y su rigidez hacen que este instrumento no sea la solución en gestión del riesgo que requieren los comercializadores de energía eléctrica.

Es importante enfatizar que en el ámbito internacional el uso de derivados proporciona al sector ventajas con respecto a la posibilidad de realizar la planeación financiera correspondiente y asegurar un retorno sobre los activos dependiendo de las preferencias de cada empresa. Sin embargo, en Colombia solo hay un mercado que no resulta ser muy bueno, por lo que se hace necesario desarrollar un producto derivado que debe ser eficiente económicamente.

De igual manera, el sector requiere que los reguladores financieros faciliten la gestión del riesgo de precio mediante la puesta en marcha de estrategias que estimulen el desarrollo de este mercado de derivados eficiente.

Hasta que se desarrolle un mercado de derivados que además de asegurar la planeación financiera sea eficiente en la cobertura del riesgo precio, lo mejor en la planeación financiera son los contratos bilaterales, que no exceden el 94% del precio proyectado de bolsa. Sin embargo, para acceder a dichos contratos y no quedar expuestos al precio de energía en bolsa, las empresas comercializadoras deben trabajar en su solidez financiera.

En síntesis, el hecho de que el mecanismo de cobertura al riesgo más utilizado en el

ámbito internacional sea el contrato futuro esto permite afirmar que el mercado de derivados en Colombia no es que se encuentre estancado, sino más bien, está en constante crecimiento. En este sentido es importante establecer un mercado de derivados que le permita al comercializador tener una mayor probabilidad de constituir un cubrimiento; así mismo el producto derivado debe ser lo suficientemente flexible para que la estrategia de cobertura elegida por cada empresa no incremente el riesgo debido a que una mala correlación entre la energía física y el contrato de derivados elegido falle.

11

Bibliografía

Alizaded, A. & Nomikos, M. (2009). *Shipping derivatives and risk management.* Polonia: Palgrave Macmillan.

Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica (Asocodis). (2009). *Asocodis: 10 años contribuyendo al desarrollo del sector eléctrico colombiano*. Colombia: Publisiga Ltda.

Bartram, S.; Brown, G. & Conrad, J. (2010). The effects of derivatives on firm risk and value. *Journal of Financial and Quantitative Analysis* (JFQA). Recuperado de: http://rmi.gsu.edu/research/downloads/2007/Brown_Greg_BBC.pdf

Bachinim, R.; Miguez, D.; García, J. & Rey, S. (2004). *Ingeniería financiera futuros y opciones*. Buenos Aires: Omycron System.

Bessembinder, H. (1991). Forward contracts and firm value: investment incentive and contracting effects, *Journal of Financial and Quantitative Analysis,* 26 (4) 519-532, Cambrige.

Bodnar, G. M.; Hayt, G. S. & Marston, R. C. (1996). Wharton survey of derivatives usage by U.S. Non-Financial Firms. *Financial Management*, 25(4), 113-133.

Bodnar, G. M.; Hayt, G. S. & Marston, R. C. (1998). Wharton survey of financial risk management by US. Non-Financial Firms. *Financial Management*, 27(4), 70-91.

Brown, G. (2001). Managing foreign exchange risk with derivatives, *Journal of Financial Economics,* 60 (2-3), 401-449, Rochester: Simon School of Business University of Rochester.

BVC & Derivex. (2009). *Estudio de factibilidad nuevo mercado de derivados estandarizados sobre commodities energéticos*. Colombia. Recuperado de: http://www.derivex.com.co/accionistas/Asamblea%20de%20Constitucion/Indice/Documentos_Asamblea/9_Estudio%20de%20Factibilidad%20DERIVEX.pdf

Campbell, T. S. & Kracaw, W. A. (1987). Optimal managerial contracts and the value of corporate insurance, *Journal of Financial Quantitative Analysis*, 22 (3) 315-328, Cambrige.

Campbell, J.; Lo, A. & Mackinlay, C. (1997). *The econometrics of financial markets.* Princeton: Princenton University Press.

Carter, D.; Rogers, D. & Simkins, B. (2003) ¿Does fuel hedging make economics sense? The case of the US airline industry, *Working Paper,* Oklahoma: State University.

Core, J. E.; Guay, W. R. & Kothari, S. P. (2002). The economic dilution of employee stock options: diluted EPS for valuation and financial reporting, *Accounting Review,* 77 (3), 627-653.

Clewlow, L. & Strickland, C. (2000). *Energy derivatives: pricing and risk management*. Londres: Lacima Group.

Damodaran, A. (2002). *Investment Valuation*. Nueva York: John Wiley & Sons.

Damodaran, A. (2006). *Valuation approaches and metrics: a survey of the theory and evidence*. Estados Unidos: Now Publisher, Inc. Recuperado de: http://www.cs.trinity.edu/rjensen/Calgary/CD/FairValue/Damodaran2006_files/valuesurvey.pdf

De Ceuster, M.; Durinck, E.; Laveren, E. & Lodewyckx, J. (2000). A survey into the use of derivatives by large non-financial firms operating in Belgium. *European financial management,* 6(3), 301 – 318.

DeMarzo, P. & Duffie, D. (2002). Corporate incentives for hedging and hedge accounting. *Review of Financial Studies.* Recuperado de: http://rfs.oxfordjournals.org/search?submit=yes&fulltext=Corporate+incentives+for+hedging+and+hedge+accounting.+Review+of+Financial+Studies&x=20&y=13

Dolde, W. (1995). Hedging, leverage, and primitive risk, *Financial Management Collection*, Winter 1996, II (1), 6-7.

Ehrbar, A. & Stewart, G. (2005). EVA revolution. *Journal of applied corporate finance*, 12(2), 18 -31.

Froot, K. A.; Scharfstein, D. S. & Stein, J. C. (1993). Risk management: coordinating corporate investment and financing policies, *Journal of Finance,* 48, 1629-1658.

Géczy, C.; Minton, B. A. & Schrand, C. (1997). Why firms use currency derivatives, *Journal of Finance,* 52 (4), 1323-1354.

Graham, J. R. & Rogers, D. A. (2002). Do firms hedge in response to tax incentives?, *Journal of Finance,* 57(2), 815-840.

Guay, W. & Kothari, S. P. (2003). How much do firms hedge with derivatives?, *Journal of Financial Economics*. 70, 423-461. Recuperado de: http://www.buec.udel.edu/coughenj/Der_Guay_Kothari_JFE2003.pdf

Howton, S. D. & Perfect, S. B. (1998). Currency and interest-rate derivatives use in US firms, *Financial Management*, 27(4), 111- 120.

Kaminski, V. (2004). *Managing energy price risk,* 3.ra Ed. Londres: Risk Books.

Knopf, J. N. & Thornton, J. (2002). *The volatility and price sensitivities of managerial stock option portfolios and corporate hedging*, 57(2), 801-813.

Lam, J. (2003). *Enterprise risk management: from incentives to controls*. 1.ra Ed., Estados Unidos: Wiley.

Leland, H. (1998). Agency costs, risk management, and capital structure, *Journal of Finance,* 53 (4), 1213-1243.

Lucía, J. & Schwartz, E. (2002). Electricity prices and power derivatives: evidence from the nordic power exchange, *Review of Derivatives Research*, 5(1), 5-50.

Markowtiz, M. (1991). *Portfolio selection: efficient diversification of investments*. Estados Unidos: Blackwell Publishing Ltd.

Mayers, D. & Smith, C. W. Jr. (1982). On the corporate demand for insurance, *Journal of Business,* 55 (2), 281-296.

Modigilani, F. & Miller, M. (1958). The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. *American Economic Review*, 48(3), 261-29. Recuperado de: http://www.his.se/PageFiles/17648/modiglianiandmiller1958.pdf

Myers, S. C. (1977). Determinants of corporate borrowing, *Journal of Financial Economics,* 5, 147-175.

Myers, S. C. (1984). The capital structure puzzle, *Journal of Finance*, 39 (3), 575-592.

Myers, S. C. (1993). Still searching for optimal capital structure. En Stern, J. M. & D. H. Chew, Jr. (Eds.). *The Revolution in Corporate Finance.Basil Blackwell*, 91-99, Nueva York.

Nain, A. (2005). The strategic motives for corporate risk management, *Job Market Paper*, Department of Finance: University of Michigan.

Nance, D.; Smith, C. & Smithson, C. (1993). On the determinants of corporate hedging, *Journal of Finance*, 48, 267-284.

Pilipovic, D. (1997). *Energy risk: valuing and managing energy derivatives*, 2.ª Ed., Boston: McGraw Hill

Prokopczuk, M.; Rachev, S.; Schindlmayr, G. & Trück, S. (2007). Quantifying risk in the electricity business: a RAROC-based approach. *Elsevier*, 29(5), 1033-1049. Recuperado de http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988306000971

Purnanandam, A. (2004). *Banks hedge in response to the financial distress costs?*, Michigan: University of Michigan Business School. Recuperado de: http://fcx.fdic.gov/bank/analytical/CFR/2004/sept/CFRCP_2004-10_Purnanandam.pdf

Revista de la Escuela Colombiana de Ingeniería (Julio-Septiembre, 2005). 15(59).

Schrand, C. & Unal, H. (Junio, 1998). Hedging and coordinated risk management: evidence from thrift conversions, *The Journal of Finance*, Blackwell Synergy - LIII, (3) 979, 2.

Smith, C. W. & Stulz, R. M. (1985). The determinants of firms' hedging policies, *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 20(4), 391-405.

Stulz, R. M. (1984). Optimal hedging policies, *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 19(2), 127-140.

Stulz, R. M. (1990). Managerial discretion and optimal hedging policies, *Journal of Financial Economics*, 26(1), 3-27.

Tufano, P. (1996). Who manages risk? An empirical examination of the risk management practices in the gold mining industry, *Journal of Finance*, 51(4), 1097-1137.

Vélez, P. I. & Magni, C. (2009). *Potential dividens and actual cash flows in equity valuation. Acritical analysis*, Colombia: Estudios Gerenciales.

Warner, J. B. (1977). Bankruptcy costs: some evidence, *Journal of Finance*, 32(2), 337-347.

Weron, R. (2002). Energy price risk management, *University of Technology*, 50-370. Recuperado de: http://arxiv.org/PS_cache/cond-mat/pdf/0103/0103273v1.pdf

Whaley, R. (2006). *Derivatives: markets, valuation, and risk management*. Nueva Jersey: Jhon Wiley & Sons, Inc.

Wiley. (Marzo 5, 2003). *EVA revolution*. Recuperado el 27 de marzo del 2011, de Wiley Home Knowledge for generations: http://media.wiley.com/product_data/excerpt/34/04712348/0471234834.pdf