



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

**DETERMINACIÓN DEL COSTO DE LA ENERGÍA HIDRAULICA EN COLOMBIA A
PARTIR DEL ANÁLISIS DEL MERCADO DE DERIVADOS ENERGÉTICOS**

Diana Carolina Peláez Villada

Ingeniera Industrial

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ADMINISTRATIVA

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Ingeniería de la Organización
Medellín, Colombia

2014

**DETERMINACIÓN DEL COSTO DE LA ENERGÍA HIDRAULICA EN COLOMBIA A
PARTIR DEL ANÁLISIS DEL MERCADO DE DERIVADOS ENERGÉTICOS**

Diana Carolina Peláez Villada

Trabajo de final de maestría presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería Administrativa

Director: **Felipe Isaza Cuervo**

MS.c en Ingeniería Administrativa

Codirector: **Sergio Botero Botero**

DS.c, Doctor en Ciencias

Línea de Investigación:

Ingeniería Financiera

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Ingeniería de la Organización
Medellín, Colombia

2014

A mis seres queridos.

Agradecimientos

Quiero manifestar mis sinceros agradecimientos:

A **FELIPE ISAZA CUERVO**, Profesor de la Universidad de Medellín y Director del presente trabajo final de maestría, por su valiosa y permanente orientación, infinita paciencia y constante apoyo.

A **SERGIO BOTERO BOTERO**, Profesor de la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín y Codirector del presente trabajo final de maestría.

A **JORGE ENRIQUE LOTERO BOTERO**, Profesor de la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín y Jurado del presente trabajo final de maestría, por sus valiosos aportes a la investigación.

A mis profesores de la Universidad Nacional de Colombia porque sus enseñanzas influenciaron el presente trabajo.

A mi familia, amigos y seres queridos por su apoyo incondicional.

Resumen

El presente trabajo final de maestría, consiste en un análisis cuantitativo y cualitativo, de carácter exploratorio sobre las variables del mercado eléctrico colombiano (precio *spot*, precio de contratos de futuro y niveles de reserva de embalse) a través de la aplicación de la teoría sobre derivados energéticos del *convenience yield*, con orientación a definir un método alternativo para costear la energía hidráulica en Colombia. El objetivo principal de este estudio es determinar la relación entre dichas variables con el fin que su comprensión permita definir un modelo para estimar de forma más ajustada el comportamiento real de los costos de la electricidad y sirva como alternativa a las técnicas tradicionales fundamentadas en la subjetividad del tenedor del recurso hídrico.

Se tomaron como referencia conceptual los trabajos de Botterud, Kristiansen, & Ilic, (2010) y Kjærland, (2007) quienes presentan algunos avances en la determinación del costo de la hidrogenación a partir del cálculo de los rendimientos por conveniencia de la teoría de derivados y futuros sobre *commodities* almacenables, y validan sus resultados a través de modelos de regresión lineal múltiple para el mercado Noruego. Los hallazgos más relevantes en el mercado eléctrico colombiano indican que existe alta dependencia en la disponibilidad hídrica y las condiciones meteorológicas para la producción de electricidad, lo cual se ve reflejado en el comportamiento del precio de bolsa, el precio de contratos a plazo y el costo de oportunidad del agua. El *convenience yield* en Colombia tiende a ser positivo, esto sugiere que la aversión al riesgo en el mercado se encuentra en las expectativas de futuro sobre el comportamiento de los precios y la disponibilidad de agua.

Finalmente se demostró estadísticamente que el *convenience yield* es un método objetivo y económicamente importante; de hecho para el periodo de análisis el costo de oportunidad del agua calculado a través de esta metodología representa en promedio el 32% del precio de oferta de la energía eléctrica en el país.

Palabras claves: Derivados Energéticos, Costos, Costo de Oportunidad, *Convenience Yield*, Teoría de *Commodities* Almacenables.

Abstarct

This master's final work regards a quantitative and qualitative analysis, of exploratory nature, about variables of colombian electricity market (spot price, price of future contracts, and water reservior levels) through an application of the theory of electricity derivatives of convenience yield. Such an analysis is oriented to define an alternative method to asses hydraulic energy in Colombia. The main goal of this study is to determine the relationship among such variables with the aim that its understanding allows the definition of a model to get a sharper estimation of the real behavior of electricity costs, which would serve as an alternative to the usual techniques based on hydric resource owner's perception.

We considered, as conceptual references, the works by Botterud, Kristiansen, & Ilic (2010), and Kjærland (2007), who present some advances regarding the determination of hydropower generation cost from the computation of convenience yields of the theory of derivatives and futures about commodities, and validate their results through models of multiple linear regression for the norwegian market. The most relevant findings in the colombian electricity market indicate there exists a close dependance between hydric disponibility and meteorological conditions to produce electricity, which is reflected in the behavior of market price, the forward/future price and the water opportunity cost. Convenience yield in Colombia tends to be positive, and this fact suggests that rejection to risk in the market has to do with future expectations about the behavior of prices and water availability.

Finally, we statistically demonstrated that it is an objective and economically important method. In fact, for the period of our analysis the cost of opportunity of water calculated through this method represents an average of 35% of the spot price of energy in our country.

Keywords: Electricity Derivatives, Cost, Convenience Yield, Theory of Storable Commodities.

Contenido

| | |
|--|-----|
| RESUMEN..... | 5 |
| CONTENIDO | 7 |
| INTRODUCCIÓN..... | 11 |
| 1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN..... | 12 |
| 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA | 12 |
| 1.2 JUSTIFICACIÓN | 16 |
| 1.3 OBJETIVOS..... | 17 |
| 1.3.1 OBJETIVO GENERAL | 17 |
| 1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS..... | 17 |
| 1.4 ESTRUCTURA TRABAJO FINAL DE MAESTRÍA Y METODOLOGÍA..... | 17 |
| 2. MARCO TEÓRICO DERIVADOS ENERGÉTICOS | 20 |
| 2.1 EL MERCADO DE ENERGÍA - DESREGULACIÓN DEL SECTOR | 20 |
| 2.2 CARACTERÍSTICAS DE LA ELECTRICIDAD Y SU NEGOCIACIÓN..... | 21 |
| 2.3 DERIVADOS SOBRE <i>COMMODITIES</i> ALMACENABLES | 26 |
| 2.3.1 VALORACIÓN <i>COMMODITIES</i> ALMACENABLES..... | 30 |
| 2.3.2 VALORACIÓN <i>COMMODITIES</i> ALMACENABLES ENERGÍA ELÉCTRICA | 37 |
| 2.3.3 <i>CONVENIENCE YIELD</i> EN UN MERCADO ELÉCTRICO HIDRODOMINADO | 38 |
| 2.3.4 RELACIÓN PRECIO <i>SPOT</i> Y PRECIO DE FUTURO..... | 40 |
| 2.3.5 ENFOQUE DE ALMACENAMIENTO Y RENDIMIENTO POR CONVENIENCIA..... | 42 |
| 2.3.6 <i>BACKWARDATION</i> Y <i>CONTANGO</i> | 43 |
| 2.3.7 ENFOQUE DE PRIMA DE RIESGO | 44 |
| 2.3.8 REVISIÓN DE LITERATURA DE DERIVADOS SOBRE <i>COMMODITIES</i> | 45 |
| 3. EL MERCADO ELÉCTRICO EN COLOMBIA | 49 |
| 3.1 FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA | 49 |
| 3.2 ANTECEDENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO EN COLOMBIA | 50 |
| 3.3 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO | 52 |
| 3.4 PRECIOS DE OFERTA Y DISPONIBILIDAD EN COLOMBIA..... | 54 |
| 4. METODOLOGÍA..... | 63 |
| 4.1 ETAPAS METODOLÓGICAS Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN | 65 |
| 5. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA..... | 67 |
| 5.1 MÉTODOS Y RECURSOS DE INVESTIGACIÓN – FASE DE CAMPO..... | 67 |
| 5.2 REGISTRO Y CLASIFICACIÓN DE LOS DATOS PARA EL CÁLCULO DEL <i>CONVENIENCE YIELD</i> 93 | |
| 5.3 ANÁLISIS DE CASO ESTUDIO DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE | 115 |
| 5.4 ANÁLISIS GLOBAL Y VALIDACIÓN DE RESULTADOS TEÓRICOS | 123 |
| 5.5 VALIDACIÓN DE RIGOR Y CALIDAD DEL ESTUDIO | 123 |
| 6. CONCLUSIONES..... | 126 |
| 7. BIBLIOGRAFÍA | 128 |

Lista de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 2-1: Características de la electricidad. | 22 |
| Figura 2-2: Curvas de demanda y oferta. | 23 |
| Figura 2-3: Fundamentos en la conformación del precio en el mercado de energía..... | 26 |
| Figura 2-4: Modelo conceptual para el precio de un commodity almacenable – Fuente: Pindyck, (2001). | 36 |
| Figura 2-5: Resumen relación entre el <i>forward spot spread</i> y el costo de la electricidad.. | 39 |
| Figura 3-1: Estructura del mercado eléctrico colombiano..... | 54 |
| Figura 3-2: Formación del precio de bolsa de la energía en Colombia antes de la Resolución CREG 051-2009. | 57 |
| Figura 3-3: Formación del Precio de Bolsa según Resolución CREG 051 de 2009. | 57 |
| Figura 3-4: Formación del precio de bolsa en Colombia. | 60 |
| Figura 3-5: Componentes del precio de oferta de la electricidad en Colombia. | 61 |
| Figura 3-6: Determinación del precio de negociación en contratos forward en Colombia. 62 | |
| Figura 4-1: Diseño metodológico caso empírico - Valoración del recurso agua para la producción de electricidad en Colombia..... | 65 |
| Figura 5-1: Precio diario promedio de bolsa nacional - Cifras en \$/kWh. | 71 |
| Figura 5-2: Promedio mensual del precio de bolsa nacional diario – Cifras en \$/kWh..... | 71 |
| Figura 5-3: Serie de tiempo precio de bolsa diario modificado – Cifras en \$/kWh. | 73 |
| Figura 5-4: Precio diario de contratos de futuro de energía eléctrica - Cifras en \$/kWh.. | 73 |
| Figura 5-5: Precio mensual promedio de contratos a futuro - Cifras en \$/kWh..... | 74 |
| Figura 5-6: Comparación entre el precio <i>spot</i> modificado y el precio del contrato a 30 días sobre la energía eléctrica - Cifras en \$/kWh. | 75 |
| Figura 5-7: Volatilidad histórica del precio de bolsa nacional (original) - Cifras en \$/kWh.. | 77 |
| Figura 5-8: Precio diario promedio de bolsa nacional modificado (eje vertical izquierdo) y volatilidad histórica del precio diario promedio de bolsa nacional modificado (eje vertical derecho) - Cifras en \$/kWh. | 77 |
| Figura 5-9: Precio diario promedio de bolsa nacional, precio diario de contrato de futuro a 30 días (eje vertical izquierdo) - Cifras en \$/kWh y volatilidad histórica del precio diario promedio de bolsa nacional (eje vertical derecho). | 79 |
| Figura 5-10: Reserva diaria promedio en Mm ³ de agua y porcentaje equivalente (eje vertical derecho). | 79 |
| Figura 5-11: Promedio mensual de porcentaje de reserva. | 80 |
| Figura 5-12: Promedio mensual volumen de reserva en Mm ³ | 80 |
| Figura 5-13: Promedio mensual volumen de reservas - Cifras en Mm ³ | 83 |
| Figura 5-14: Promedio mensual volumen de reservas 2014 - Cifras en Mm ³ | 88 |
| Figura 5-15: Índice ENSO (<i>El Niño Southern Oscillation</i>)..... | 89 |
| Figura 5-16: Precio <i>spot</i> modificado, precio F30D (\$/kWh) (eje vertical izquierdo) y porcentaje de nivel de reserva (eje vertical derecho) | 91 |
| Figura 5-17: Tasa efectiva mensual de rendimiento del TES 2024. | 95 |
| Figura 5-18: <i>Convenience yield</i> (F30D), precio <i>spot</i> modificado y precio de contrato a futuro (F30D) - Cifras en \$/kWh. | 96 |

| | |
|--|-----|
| Figura 5-19: <i>Convenience yield</i> (F30D) - Cifras en \$/kWh (eje vertical izquierdo) y porcentaje de reserva promedio (eje vertical derecho). | 99 |
| Figura 5-20: Gráficas de superficie del <i>convenience yield</i> Vs. Precio de contrato a futuro de 30 días y precio <i>spot</i> - Vs. Porcentaje de reserva. | 111 |
| Figura 5-21: Participación del <i>convenience yield</i> en términos absolutos en el precio <i>spot</i> modificado – Cifras en \$/kWh. | 113 |
| Figura 5-22: Proporción representada por <i>convenience yield</i> en valor absoluto (eje vertical derecho), en el precio de <i>spot</i> modificado – Cifras en \$/kWh (eje vertical izquierdo). | 113 |
| Figura 5-23: Gráfico de probabilidad normal. | 120 |
| Figura 5-24: Gráficas de residuos del <i>convenience yield</i> | 121 |

Lista de Tablas

| | |
|---|-----|
| Tabla 1-1: Estructura de trabajo final de maestría..... | 18 |
| Tabla 2-1: Clasificación de instrumentos derivados. | 29 |
| Tabla 2-2: Técnicas de análisis de la relación entre precio <i>spot</i> y precio futuro de un <i>commodity</i> | 41 |
| Tabla 2-3: Principales investigaciones sobre la teoría de almacenaje de <i>commodities</i> | 46 |
| Tabla 3-1: Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 del 2011 y 2012. | 49 |
| Tabla 3-2: Composición del mercado eléctrico colombiano..... | 52 |
| Tabla 3-3: Características de la cadena productiva del sector eléctrico en Colombia. | 53 |
| Tabla 3-4: Número de agentes del mercado eléctrico colombiano..... | 53 |
| Tabla 3-5: Patrones determinantes en el precio de la energía eléctrica en Colombia. | 55 |
| Tabla 3-6: Características de los contratos futuros de electricidad en Colombia. | 62 |
| Tabla 4-1: Ficha técnica del estudio de investigación sobre el precio de oferta de la electricidad en generadores hidráulicos. | 66 |
| Tabla 5-1: Resumen de contenidos y cumplimiento de la metodología. | 67 |
| Tabla 5-2: Estadística descriptiva – serie de tiempo precio de bolsa nacional diario..... | 68 |
| Tabla 5-3: Estadística descriptiva – serie de tiempo precio de bolsa diario modificado.... | 72 |
| Tabla 5-4: Estadística descriptiva –series de tiempo precios de contratos a futuro días. . | 73 |
| Tabla 5-5: Precio promedio mensual de contrato a futuro - Cifras en \$/kWh..... | 73 |
| Tabla 5-6: Estadística descriptiva series de tiempo volumen diario promedio de reserva. 78 | |
| Tabla 5-7: Variación mensual del porcentaje de reserva..... | 82 |
| Tabla 5-8: Promedio mensual y variación anual del porcentaje de reserva..... | 82 |
| Tabla 5-9: Índice ENSO mensual..... | 90 |
| Tabla 5-10: Indicadores anuales para la relación entre el nivel de embalse y precios de mercado – Cifras de precios en \$/kWh. | 91 |
| Tabla 5-11: Matriz de correlaciones para precios del mercado eléctrico y nivel de reserva. | 92 |
| Tabla 5-12: Definición de la tasa libre de riesgo r para el cálculo del <i>convenience yield</i> . 95 | |
| Tabla 5-13: Estadística descriptiva series de tiempo <i>convenience yield</i> | 96 |
| Tabla 5-14: Clasificación por cada tipo de contrato a plazo en backwardation o contango. | 97 |
| Tabla 5-15: Clasificación en el <i>convenience yield</i> con base al futuro de 30 días de situación de backwardation o contango. | 97 |
| Tabla 5-16: <i>Convenience yield</i> promedio mensual – Cifras en \$/kWh..... | 96 |
| Tabla 5-17: Valores medios observados para el <i>convenience yield</i> es sus estados negativo y positivo – Cifras en \$/kWh..... | 110 |
| Tabla 5-18: Proporción media mensual del <i>convenience yield</i> en el <i>spot modificado</i> | 114 |
| Tabla 5-19: Justificación variables regresoras seleccionadas para explicar la variabilidad del <i>convenience yield</i> | 116 |
| Tabla 5-20: Estadísticas del modelo de regresión múltiple..... | 117 |
| Tabla 5-21: Tabla ANOVA – Análisis de varianza. | 118 |
| Tabla 5-22: Ajuste y significancia de los parámetros del modelo de regresión..... | 118 |
| Tabla 5-23: Validación de los resultados teóricos en el caso del mercado eléctrico de Colombia. | 123 |

Introducción

El presente trabajo final de maestría hace referencia al mercado eléctrico colombiano y su proceso de fijación del precio de bolsa de la electricidad, el cual está altamente influenciado por las condiciones hidrológicas. En este sentido, se resalta y justifica la importancia de la valoración del recurso agua que realizan los generados eléctricos hidrodominados y que posteriormente incluyen en el precio de oferta que lanzan al mercado. Al respecto, se encontró que los métodos de valoración implementados incluyen la subjetividad del tenedor del recurso, lo cual tiene consecuencias sobre el precio de oferta del *commodity*; por tal motivo, el interés de esta investigación es definir una metodología objetiva que permita valorar el costo del agua para el mercado eléctrico colombiano en general.

A partir de la revisión de la literatura, se identificó que la teoría de *convenience yield* de derivados sobre *commodities* almacenables es aplicable al caso de la hidrogenación, pues si bien la energía eléctrica presenta limitaciones de almacenamiento es posible hacer inferencia sobre este bien a partir del estudio de los inventarios de agua almacenados como energía potencial en los embalses, de hecho, esta metodología permite analizar las relaciones entre el precio *spot*, el precio de contratos a futuro y las expectativas sobre la disponibilidad hídrica (inventarios de agua), la forma de obtener el costo del agua es a través de la capitalización de los flujos futuros del tenedor del inventario de agua y no del tenedor de un contrato a futuro, lo que en otras palabras, representa el costo de oportunidad del dueño del recurso hídrico quien en lugar de generar energía para el mercado de contado preserva sus inventarios para aprovechar las temporadas de precios pico o vender el *commodity* a través de contratos a plazo para obtener mayores rentabilidades.

Los hallazgos en el mercado eléctrico de Colombia apuntan a que el *convenience yield* es altamente dependiente de los sucesos climatológicos y expectativas sobre los mismos (fenómenos de El Niño y/o La Niña), puede explicar las relaciones entre el mercado de contado y el de contratos a futuro y es económicamente relevante.

1. Problema de investigación

1.1 Planteamiento del problema

El mercado de energía es uno de los principales motores de la economía a nivel mundial. La organización del sistema eléctrico antes con una estructura monopólica se ha transformando rápidamente a una de libre competencia, lo cual implica mayor participación e incertidumbre sobre el precio de este bien (Eydeland & Geman, 1998). Adicionalmente, se debe considerar que la electricidad es un *commodity* poco usual debido a que no puede almacenarse lo cual también tiene relación con los métodos de valoración del activo y la conformación de los precios de oferta (Burger, Graeber, & Schindlmayr, 2007; Dahl, 2004; Dyner, Arango, & Larsen, 2006).

Algunos autores como Aguilar & Díaz, (2004) indican que el precio de la energía está asociado a variables estratégicas (propias de las transacciones en el mercado de energía regulado) y variables no estratégicas (incontrolables), como las condiciones meteorológicas (que tienen relación directa con los niveles de los embalses y la demanda), lo cual se cumple en países con generación hidrodominada como Brasil, Noruega y Colombia (Pilovic, 2002). En otras palabras, los patrones regulares son importantes en el comportamiento de los precios de la electricidad y adicionalmente tienen implicaciones en los precios de los derivados eléctricos, es decir, los patrones sistemáticos de estacionalidad (hora del día, temporada del año, condiciones meteorológicas, ubicación geográfica) son importantes para explicar la evolución de las curvas de precio *spot*, contratos *forwards* y futuros de electricidad (Lucia & Schwartz, 2002). En el caso colombiano, la demanda de electricidad y por lo tanto su precio *spot* es más elevado en la temporada de verano (o sequía) que en la de invierno, esto sumando a la dificultad de su almacenamiento, ocasiona a veces variaciones significativas en el precio *spot*. En algunos mercados el precio de la energía pueden presentar volatilidades entre 100% y 200% anual, lo cual es significativo en comparación con otros *commodities* como el gas natural y el petróleo con volatilidades del 20% y el 40% anual respectivamente (Hull, 2009). De acuerdo con lo anterior, en Hull, (2009) se plantea que el precio de la energía muestra volatilidad como el precio de las acciones y a diferencia de estas, muestra estacionalidad y reversión a la media. La estacionalidad se debe a la demanda temporal y la reversión a la media hace referencia a

los desequilibrios entre oferta y demanda a corto plazo, por lo cual los precios se alejan de su promedio de temporada (Weron, 2008). Lo anterior, es un indicador contundente del riesgo de mercado de los agentes participantes. Además, otros autores proponen considerar la influencia sobre el precio de la electricidad de los saltos o *spikes* del mercado eléctrico y la imposibilidad de realizar operaciones de cobertura de la cartera con los precios *spot* de la energía. Los *spikes* son consecuencia de la inelasticidad de la oferta y la demanda; estos saltos describen el precio cuando por distintos motivos se produce un exceso de energía, existen políticas de ahorro, o amenazas de escases (esta característica sumada a la volatilidad evitan que la serie de precios pueda ser analizada bajo supuestos de normalidad estadística, lo cual dificulta su modelación) (Serhan, 2010). A partir de lo anterior, se han desarrollado estrategias que abarcan el estudio de series de tiempo, análisis técnico, análisis fundamental y redes neuronales, entre otras; las cuales por lo general son modelos complejos en su formulación y a pesar de que ayudan a optimizar portafolios de generación y comercialización de energía, no garantizan ser útiles para hacer predicciones del precio *spot* del *commodity* (Derivex, 2013a). En este sentido y como consecuencia de la complejidad del problema asociado con la determinación del precio de la energía y la imposibilidad de que los agentes del mercado se conviertan en expertos predictores, a nivel mundial, a la par con el desarrollo de la industria eléctrica se ha venido estructurando el mercado de futuros de energía. En términos generales, se puede decir que un contrato de futuros es un acuerdo para comprar o vender un activo en una fecha específica a un precio determinado. Estos contratos se realizan con fines de cobertura, especulación o arbitraje. Existen dos tipos de mercados para este activo: los mercados no organizados que se conocen como mercados *forward* (OTC - *Over the Counter*), que son acuerdos bilaterales entre las partes y mercados estandarizados por cámaras de compensación las cuales dan garantías de cumplimiento a los compradores y vendedores de contratos. En Colombia, a partir de 1991 con la nueva constitución política y puntualmente con las leyes 142 y 143 de 1994 se abre el sector de los servicios públicos, a la inversión privada y se establecen los lineamientos de competencia (Vizcaíno, 2008). Actualmente la compra y venta de energía en Colombia se realiza por dos métodos, el primero a través de subasta (mercado de energía firme), el segundo por contratos bilaterales (OTC), donde se han venido evidenciando riesgos de contraparte; por lo cual a partir del 2008, el administrador del mercado (XM) y la bolsa de valores de Colombia (BVC) se unieron para crear la cámara de compensación y para implementar un mercado de

derivados de energía estandarizado (DERIVEX – tercera forma) (Serna, 2012). Por otro lado, al considerar las fuentes de generación de Colombia según el Ministerio de Minas y Energía para el año 2010, el 4,7% de la energía eléctrica proviene de fuentes menores de cogeneración (térmica y eólica), el 30,8% proviene exclusivamente de fuentes térmicas y el 64,1% de fuentes hídricas. Debido a la alta participación de las fuentes hídricas en la producción de energía, es posible determinar que el precio de la energía eléctrica en Colombia es una consecuencia directa de la disponibilidad hídrica y específicamente del costo de la hidrogenación, comprendido como la expectativa de generación del tenedor del recurso. Existe evidencia de que la formación del precio de bolsa (precio de contado de la energía eléctrica) en Colombia tiene alta correlación con la energía disponible en los embalses (Aguilar & Diaz, 2004).

Adicionalmente, no se han identificado en el contexto colombiano metodologías y/o herramientas “formales” para el establecimiento del costo de la hidrogenación (costo de oportunidad del agua) (UPME, 2005). Algunas aproximaciones realizan valoraciones deductivas a partir de la determinación de los costos de otras alternativas de generación viables (en el caso colombiano, fuentes térmicas), las cuales son independientes de factores exógenos y su estructura de costos sigue el modelo de costos fijos y variables para la definición del precio de oferta (Lemos & Botero, 2012). Sin embargo, estas formas de valoración de carácter deductivo, no relacionan los factores del mercado, ya que se fundamentan únicamente en la estructura de costos variables que en el caso de la energía hidráulica pueden ser considerados despreciables (poco representativos de la operación); dejando a un lado las expectativas de los generadores en función de los niveles de reservas de agua en los embalses, lo cual, como se mencionó anteriormente es un factor determinante en la definición del precio de oferta en Colombia. Por las anteriores razones es posible inferir que dichas técnicas pueden resultar insuficientes a la hora de describir el fenómeno. De este modo, se puede determinar que el desconocimiento del costo de la hidrogenación (o la carencia de formas adecuadas de valoración de dicho costo de oportunidad) representa un problema para la fijación de los precios de oferta por parte de los generadores, la conformación de portafolios de inversión por parte de los comercializadores y por ende en la administración del riesgo para todos los agentes del mercado de energía del país.

La negociación de la energía, en el contexto colombiano se conforma en un 80% de las transacciones se hacen por contratos a plazo, con un tiempo entre uno y dos años, lo cual asegura una estabilidad en el precio ofertado de la energía y por lo tanto una rentabilidad permanente. El 20% restante corresponde a operaciones de compra y venta en bolsa (Derivex, 2010), es decir, se identifican dos estrategias; la primera, tiende a estabilizar el precio y las ganancias en el tiempo y la segunda consiste en vender caro cuando la demanda es alta y la oferta baja y por otro lado, dejar de percibir ingresos cuando la oferta es alta y la demanda disminuye (Aguilar & Díaz, 2004; Deng & Oren, 2006). Considerando lo anterior, se puede determinar que existe un costo de oportunidad del recurso hidrológico que podría ser entendido tras el análisis de las relaciones entre las variables de los futuros sobre *commodities* (precio *spot*, precio del contrato futuro, tasa libre de riesgo, costos de almacenamiento, inventarios, *spread* entre el precio *spot* y el precio del contrato futuro), y los niveles de agua disponible en los embalses como energía potencial; lo cual constituye una alternativa para la valoración del costo de la energía proveniente de fuentes hidrodominadas que puede reemplazar las maneras convencionales basadas en procesos de ensayo y error y que simultáneamente mejoren la estimación de este costo del agua. En la literatura se identificaron los trabajos de Botterud, Kristiansen, & Ilic, (2010) y Kjærland, (2007) quienes presentan algunos avances en la determinación del costo de la hidrogenación a partir del cálculo de los rendimientos por conveniencia de la teoría de derivados y futuros sobre *commodities* almacenables, complementada con modelos de regresión lineal múltiple para el mercado Noruego de energía eléctrica (similar en proporciones de fuentes de generación al mercado colombiano), el cual presentó resultados con un grado de significancia del 1% para las variables relacionadas, al ser contrastado con los niveles de hidrología y almacenamiento de agua, de ese país. Lo anterior, sirve como insumo para la construcción de un modelo de valoración representativo y aplicable al mercado de energía de Colombia, que permita mejorar la estimación del valor del agua para generar electricidad; de hecho, la presente investigación busca validar la aplicabilidad de las técnicas usadas por Kjærland en la obtención del costo de la hidrogenación eléctrica en Colombia.

Finalmente, por las razones descritas con anterioridad es posible concluir que el problema en relación con el valor del agua para la generación de electricidad consiste en que a diferencia de otras fuentes de energía el componente de costos fijos es significativamente

mayor en la hidrogenación, lo cual hace inviable sustentar la variación de precios de la electricidad en los costos variables asociados a esta fuente, en este sentido, se reconoce la existencia de un costo de oportunidad del agua (valor del agua) dependiente de las expectativas de generación y los niveles de agua disponible en los embalses, el cual actualmente es estimado con base a la subjetividad del dueño del recurso y por lo tanto es susceptible de análisis, en búsqueda de alternativas que permitan mejorar y unificar para el mercado colombiano dicha estimación.

1.2 Justificación

Colombia, es un país hidrodominado en la generación de electricidad, por lo cual es posible inferir, que el precio de la energía tiene relación directa con la disponibilidad de agua y las expectativas del mercado sobre este recurso. Sin embargo, los modelos actuales para la estimación y el pronóstico del precio de este *commodity* se fundamentan en la información histórica del precio *spot*, en los costos de inversión y generación anualizados y/o en la determinación de precios y costos (variables y fijos) a partir de otras fuentes de generación factibles; desconociendo las relaciones entre las variables del mercado de energía; es decir, ignorando las relaciones entre las expectativas de generación, los “inventarios” de agua en embalses y los precios de los contratos de futuros. Al respecto, se identificó la necesidad de proponer un método alternativo que incluya dichas relaciones y que remplace la subjetividad predominante del dueño del recurso en la estimación del costo del agua para la definición del precio de la electricidad, lo cual no solo impactaría la fijación de precios en el mercado *spot*, sino también el proceso de planeación energética, la administración del riesgo y la conformación de portafolios de energía. Como alternativa al problema descrito anteriormente se propone la implementación de la teoría de almacenaje, que se desarrolla en la teoría de valorización de futuros sobre *commodities*, a partir de la cual se puede hacer inferencia acerca del efecto del comportamiento del inventario y su influencia en el precio *spot* a través de su relación con el rendimiento por conveniencia (*convenience yield*) (Morales, 2012). Esta teoría es aplicable al sector eléctrico Colombiano, debido a que es hidrodominado y a pesar de que la energía eléctrica no es un *commodity* almacenable, si lo es, el agua de la que depende su producción, la cual puede ser entendida como energía potencial almacenada en los embalses.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Proponer un método para estimar el costo de la generación hidráulica de energía en Colombia desde la teoría de valoración de *commodities* almacenables y el rendimiento por conveniencia que incluya las relaciones entre las variables de los mercados de futuros de energía y permita una estimación más ajustada al comportamiento real de los costos que los métodos de valoración tradicionales.

1.3.2 Objetivos específicos

- Describir las características del mercado eléctrico colombiano y la importancia e impacto de una definición adecuada del costo del agua para la generación de electricidad y la definición del precio de oferta.
- Identificar y diferenciar las metodologías existentes para describir la relación entre el precio *spot* y el precio futuro en el mercado de *commodities*, con el fin de determinar su aplicabilidad en la valoración del costo de la generación hidráulica en el contexto del mercado eléctrico colombiano.
- Proponer y validar una metodología para estimar el costo de la hidrogenación de energía eléctrica en Colombia desde la teoría de almacenamiento de derivados financieros y el rendimiento por conveniencia.

1.4 Estructura trabajo final de maestría y metodología

El presente trabajo final de maestría está dividido en seis (6) capítulos en los cuales se desarrollan los conceptos y modelos que buscan dar cumplimiento a los objetivos específicos descritos en el numeral anterior.

En el capítulo primero, se desarrolla la descripción y justificación del problema de investigación y se establecen los objetivos de estudio. El segundo capítulo tiene por objetivo

desarrollar el marco teórico y los conceptos básicos en torno a los derivados de energía y la teoría del *convenience yield* de *commodities* almacenables, que será aplicada en el estudio empírico. En el tercer apartado se estudiará el sector eléctrico colombiano, la cadena de suministro de la energía y la evolución histórica de la industria, haciendo énfasis en el mercado de energía y en el proceso de definición del precio de oferta del *commodity*; en este capítulo se definen las variables importantes en la fijación del precio de bolsa. Posteriormente, en el cuarto capítulo se definen las etapas que componen la metodología y se justifica la selección y aplicabilidad de la técnica para abordar el estudio del costo de le energía hidráulica en Colombia.

Una vez identificado el marco teórico de referencia, el funcionamiento del mercado eléctrico colombiano y la metodología a seguir, a partir del capítulo quinto se desarrollará el estudio práctico con énfasis en la definición de un método que permita costear el agua para la producción de energía. Finalmente en el capítulo seis se presentan los resultados, conclusiones y futuras líneas de investigación.

En la tabla 1-1, se presenta el plan de acción, en el cual se establece la participación en el objetivo general de cada uno de los objetivos específicos y a su vez para cada uno de ellos se especifica que resultados deben alcanzarse. Bajo dicho esquema se desarrollan el marco teórico y el caso de estudio de la presente investigación.

Tabla 1-1: Estructura de trabajo final de maestría.

| Estructura Trabajo Final de Maestría | | |
|---|---|--|
| OBJETIVO GENERAL | | |
| <i>Proponer un método para estimar el costo de la generación hidráulica de energía en Colombia desde la teoría de valoración de commodities almacenables y el rendimiento por conveniencia que incluya las relaciones entre las variables de los mercados de futuros de energía y permita una estimación más ajustada al comportamiento real de los costos que los métodos de valoración tradicionales.</i> | | |
| Peso | Justificación | Resultado |
| 100% | Existe un costo de oportunidad del agua (valor del agua) dependiente de las expectativas de generación y los niveles de agua disponible en los embalses, el cual actualmente es estimado con base a la subjetividad del dueño del recurso y por lo tanto es susceptible de análisis, para la búsqueda de alternativas que permitan mejorar para el mercado colombiano dicha estimación. | <u>Capítulo 1:</u> -Problema -Justificación -Objetivos -Estructura |
| OBJETIVO ESPECÍFICO PRIMERO | | |
| <i>Reconocer las características del mercado eléctrico colombiano y la importancia e impacto de una definición adecuada del costo del agua para la generación de electricidad y la definición del precio de oferta.</i> | | |

| Peso | Etapas - Metodología | Resultado |
|---|---|---|
| 15% | <p><u>Etapa 1:</u> Definir la base teórica que permita caracterizar el mercado eléctrico colombiano, los métodos de valoración del costo de la energía hidráulica en Colombia y las metodologías alternativas de valoración.</p> | <p><u>Capítulo 2:</u> -Definiciones de futuros y opciones. -Commodities almacenables.</p> |
| <p>OBJETIVO ESPECÍFICO SEGUNDO <i>Identificar y diferenciar las metodologías existentes para describir la relación entre el precio spot y el precio futuro en el mercado de commodities, con el fin de determinar su aplicabilidad en la valoración del costo de la generación hidráulica en el contexto del mercado eléctrico colombiano.</i></p> | | |
| Peso | Etapas - Metodología | Resultado |
| 25% | <p><u>Etapa 2:</u> Caracterizar el sector eléctrico colombiano y los procesos de costeo del agua para la generación de electricidad.</p> <p>Establecer el estado del arte a partir de una revisión bibliográfica exhaustiva.</p> <p><u>Etapa 3:</u> Identificar y depurar la información necesaria para la realización del modelo experimental, identificar los factores potenciales (los que se quieren estudiar) y los factores perturbadores (los que pueden tener efectos considerables sobre el estudio, pero no se tiene interés en ellos).</p> | <p><u>Capítulo 3:</u> -Análisis del sector eléctrico colombiano. -Análisis del proceso de fijación de precio de la energía eléctrica y el costo del agua en Colombia. -Revisión de la literatura. -Influencia valor del agua en el precio de la electricidad. -Métodos de valoración de commodities. -Otros mercados similares al colombiano.</p> |
| <p>OBJETIVO ESPECÍFICO TERCERO <i>Proponer y validar una metodología para estimar el costo de la hidrogenación de energía eléctrica en Colombia desde la teoría de almacenamiento de derivados financieros y el rendimiento por conveniencia.</i></p> | | |
| Peso | Etapas - Metodología | Resultado |
| 60% | <p><u>Etapa 4:</u> Definir la metodología para abordar el estudio práctico del proceso de definición del costo del agua para la generación de electricidad en Colombia. Justificación de la elección y viabilidad de la aplicación de técnicas. Identificar cada una de las etapas para la realización de un estudio empírico.</p> <p><u>Etapa 5:</u> Desarrollo metodológico para el mercado energético de Colombia. Inferencia sobre el costo del agua.</p> | <p><u>Capítulo 4:</u> -Definición de teoría de <i>convenience yield</i> de commodities almacenables y contratos de futuros (desarrollo teórico).</p> <p><u>Capítulo 5:</u> -Desarrollo del estudio práctico.</p> <p><u>Capítulo 6:</u> -Resultados -Conclusiones -Líneas de investigación</p> |

Fuente: Elaboración propia.

2. Marco teórico derivados energéticos

2.1 El mercado de energía - desregulación del sector

El termino desregulación hace referencia a la apertura gradual a la competencia de los sectores monopolizados, en tanto que el termino liberalización tiene un uso más “informal” pero con significado equivalente (Harris, 2009). En el caso del sector energético a nivel mundial a partir de la década de 1990, se ha venido experimentando importantes cambios, ya que se ha pasado de un sistema regulado (dominado por los poderes públicos) a un sistema liberalizado (con la entrada en operación de los mercados eléctricos). Algunos de los cambios en este sector de acuerdo con Espínola, (2004), son:

- Mayor liberalización de las actividades eléctricas.
- Competencia entre empresas eléctricas en beneficio de los consumidores.
- Seguridad en el suministro de electricidad.
- Conservación del medio ambiente.

Para Harris, (2009), las ventajas de la liberalización de la energía son:

- Reducción del rol del estado, en términos de propiedad, comando y control.
- Creación y realce de la competencia vía la desregulación.
- Cambio de una estructura de integración vertical a una horizontal con mayor acceso.
- Incremento del poder de elección de los consumidores y participación en las políticas de demanda en el corto y largo plazo.
- Atrae la inversión privada y reduce la deuda.

A pesar de lo anterior, algunas actividades de la cadena de producción de energía como la transmisión y la distribución se han mantenido bajo una estructura de monopolio (Restrepo, Arango, & Vélez, 2008a), en tanto que otras como la generación y comercialización tienen una fuerte tendencia a la liberalización. Se puede inferir que el objetivo de estos cambios es aumentar la participación, la competitividad y posiblemente disminuir los precios de la electricidad, pues un mercado competitivo es apropiado para suministrar energía a los consumidores con la adecuada fiabilidad a los más bajos costos posibles. Para Stoff, (2002), la liberación del mercado de generación ha sido posible gracias a los avances de la

tecnología, de hecho, el autor señala que las plantas de generación habían sido un monopolio natural, (Restrepo, Arango, & Vélez, 2008b). En la mayoría de los países europeos se inició la desregulación y se redujeron los precios de la energía con la introducción de la competencia (CEER, 2006), en Latinoamérica, a pesar de que existen diversas fuentes para la generación eléctrica el problema de las inversiones parece ser grave según Batlle & Pérez-Arriaga, (2008) citado en Restrepo et al., (2008), en la región existe alta dependencia del recurso hídrico lo cual limita la participación de otras fuentes y/o debido a la incertidumbre asociada a la disponibilidad de este recurso (agua) se produce alta volatilidad en los precios lo que tiene consecuencias en los ingresos de los generadores (alta variabilidad), lo cual puede ser un problema debido a que en épocas de precios bajos es posible que los generadores no puedan cubrir sus costos fijos de operación impactando negativamente la inversión en el sector y sus rentabilidades (Stoft, 2002). *Por lo anterior, se destaca nuevamente el problema de la valoración del agua y el costo de oportunidad asociado como principal fuente de incertidumbre para los productores de energía en países hidrodominados como los latinoamericanos y específicamente en Colombia.*

Finalmente, es posible indicar que a nivel mundial se ha venido dando la reestructuración del sector energético; el alcance de estas reformas varían según cada país, pero de manera general el proceso de liberalización se ha basado en la apertura de los sistemas de electricidad a la competencia (Lucia & Schwartz, 2002; Burger et al., 2007; James, 2008;). Adicionalmente, la desregulación del sector ha sido acompañada por la introducción de los mercados mayoristas de electricidad y los contratos de derivados de energía (tanto de venta libre como controlada por la bolsa), proporcionando de este modo una variedad de disposiciones en los contratos para satisfacer las necesidades de los participantes del mercado (Lucia & Schwartz, 2002).

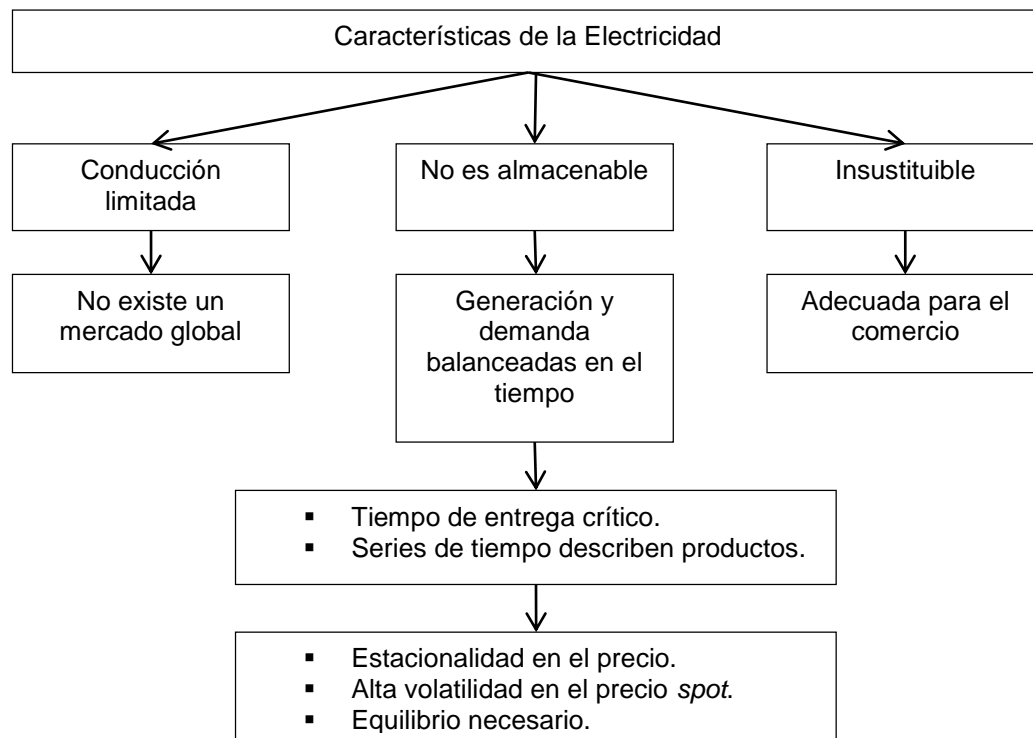
2.2 Características de la electricidad y su negociación

El mercado de energía eléctrica presenta características particulares, debido a que el tiempo y la inversión para constituir una planta de producción son significativos, además se sabe que la electricidad es un bien homogéneo, es decir, ningún consumidor puede diferenciar una unidad de energía respecto a otra, no es almacenable y lo que se consume es lo que se produce (Eydeland & Geman, 1998; Salazar & Pantoja, 2009). En otras

palabras, la electricidad es un bien esencial que no puede ser remplazado y diferenciado por los consumidores y además debe ser consumido en el momento en el que se produce.

Según lo anterior, el mercado debe balancear la oferta y la demanda en tiempo real lo cual implica que los generadores cuenten con flexibilidad y capacidad operacional para respaldarla (Joskow, 2006). Estas propiedades hacen que el costo marginal de producir energía eléctrica tenga alta variabilidad y por lo tanto el precio de este bien también (Dahl, 2004; Harris, 2009). En la figura 2-1 se describen las principales características de este *commodity*.

Figura 2-1: Características de la electricidad.



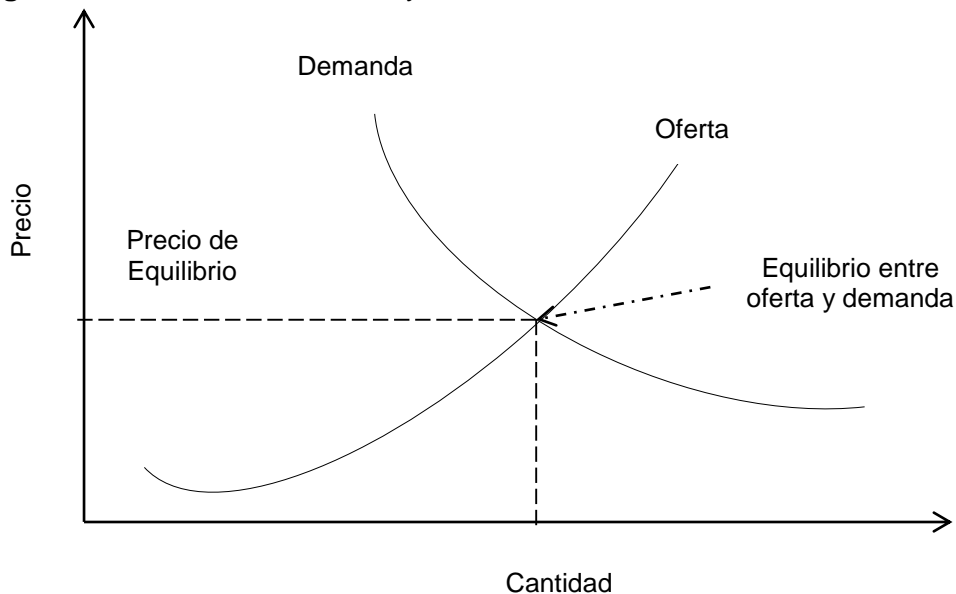
Fuente: Burger, Graeber, & Schindlmayr, (2007).

Routledge, Seppi, y Spatt (2001), señalan que estas características tan particulares de la electricidad hacen que se considere que no existe costo de almacenamiento y no permita operaciones de arbitraje, por lo cual se puede definir económicamente como un mercado en equilibrio. Sin embargo, la demanda de energía es fuertemente inelástica y la oferta está

sujeta a fallas impredecibles, debido a ello es posible que la oferta y la demanda no se crucen, por lo cual el operador del sistema está obligado a fijar un precio que equilibre la oferta y la demanda (Restrepo et al., 2008b). Bajo las anteriores condiciones, se han desarrollado todos los mercados de energía del mundo, los cuales han sido catalogados como los más volátiles en precios de corto plazo (volatilidades hasta del 1000% en algunos mercados), lo cual se fundamenta en la incertidumbre o riesgo para garantizar la producción (Fleten & Lemming, 2003; Hull, 2009; Milonas & Henker, 2001).

Oferta, demanda y precio de energía: Para Burger et al., (2007) el precio de la electricidad puede ser entendido como la intersección entre la demanda acumulada y la oferta acumulada (véase la figura 2-2).

Figura 2-2: Curvas de demanda y oferta.



Fuente: Burger et al., (2007).

Los modelos del mercado están basados en los costos y en las curvas de oferta y demanda (o sus indicadores) para estimar el precio del mercado. Estos modelos no necesariamente muestran la predicción futura del precio del mercado, pero si dan una idea de las estrategias de los jugadores del mercado, además de soportar algunas decisiones. En los mercados de electricidad el precio *spot* es publicado por intervalos de tiempo, cada uno de estos precios puede ser comprendido como un precio de equilibrio entre las curvas de oferta y

demanda. Las características específicas de la energía eléctrica crean la necesidad de cobertura del riesgo, debido a que la energía no es almacenable, se determina el precio por hora en función de la oferta y la demanda por cada hora. Como la demanda de energía eléctrica es muy inelástica y de naturaleza estocástica y los generadores se enfrentan a limitaciones de capacidad (oferta), los precios al contado son muy volátiles. De este modo, mercados eléctricos liberalizados están generalmente organizados en torno a los mercados regionales al contado, que determinan los precios *spot* por hora, que se complementan con los mercados de contratos a largo plazo, que ayudan a coordinar las acciones de los jugadores y permiten la cobertura del volumen y los riesgos de precio (Willems & Morbee, 2009).

Variables determinantes para la fijación del precio de contado de la energía: En la figura 2-3, se presenta una visión general y sistémica de las variables que afectan la demanda, la oferta y la fijación del precio de la energía; de esta propuesta, es posible comprender que el proceso de fijación del precio de la energía eléctrica es un sistema complejo en el cual existe alta variabilidad e influencia de múltiples variables en la oferta y en la demanda.

Respecto a la oferta, es posible indicar que depende de la tecnología disponible para la generación de electricidad, la cual varía según la región o país y las fuentes disponibles. De igual manera tiene influencia la estructura del mercado de energía y sus políticas en cuanto a la disponibilidad de plantas, restricciones de emisión, restricciones operacionales y tarifas de transmisión. La oferta de energía también se ve afectada por las variaciones de precio en otros mercados de materias primas, como por ejemplo el combustible, los insumos para la generación de energía térmica y los cambios en los patrones climáticos; los cuales determinan la disponibilidad de recursos renovables para generar electricidad.

En relación a la demanda de electricidad autores como Burger et al., (2007) coinciden en decir que la energía tiene un comportamiento inelástico, lo cual hace referencia a que no se puede sustituir fácilmente en el corto plazo (Salazar & Pantoja, 2009). Para Ossa, (2012) la inelasticidad de la demanda significa que *“la respuesta de los consumidores frente a las variaciones del precio es prácticamente nula”*, lo cual permite que las empresas generadores tengan poder sobre el mercado fijando precios muy por encima de sus costos

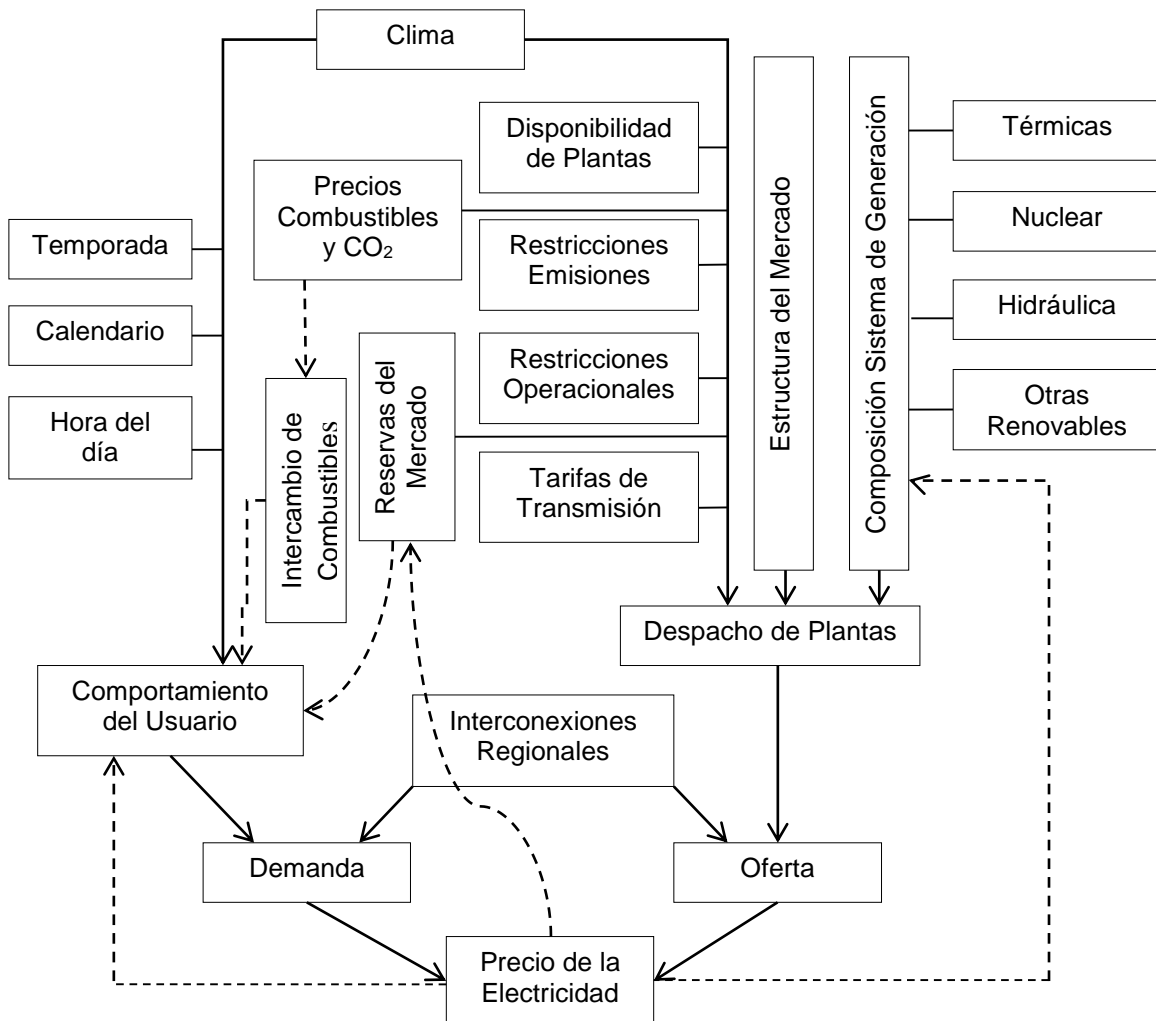
de producción. La demanda de energía puede estar influenciada por múltiples factores, sin embargo y de manera general se pueden resumir que la demanda horaria en una región o un país puede ser explicada por la estación del año (donde algunas industrias y sectores consumen más electricidad), el día de la semana, días especiales (por ejemplo días festivos), hora del día (días de trabajo y días de descanso), condiciones meteorológicas (temperaturas que propician el consumo de energía) (Burger et al., 2007). De acuerdo con lo anterior, *es posible deducir que para el mercado colombiano las temporadas de sequía o lluvia y su impacto en el nivel de los embalses tienen influencia en la definición del precio del commodity.*

En línea con lo anterior, Lucia & Schwartz, (2002), definen **la electricidad** como un *commodity*¹ de flujo, fuertemente caracterizado por sus muy limitadas capacidades de almacenamiento y transporte. Estas dos características implican la imposibilidad de llevar electricidad a través del “tiempo y el espacio”, lo cual es fundamental para explicar el comportamiento de los precios *spot* y de futuro de la energía en comparación con otros productos básicos, así como para la valoración de activos financieros sobre este *commodity*. En este sentido, es posible indicar que haciendo algunas consideraciones especiales la relación entre el precio *spot* y de futuro de la energía eléctrica puede ser modelada a partir de la teoría de derivados sobre *commodities* almacenables, esto debido a que a pesar de la que electricidad presenta limitaciones de almacenamiento y transporte, es posible almacenar las fuentes de las cuales proviene (gas, carbón, agua, otras fuentes)².

¹Un *commodity* es todo bien que es producido en masa por el hombre, o del cual existe enormes cantidades disponibles en la naturaleza, que tiene un valor o utilidad y muy bajo nivel de diferenciación o especialización. Un *commodity* es un activo real, mientras que un derivado sobre un *commodity* es un activo financiero (Cárcamo & Franco, 2012).

²En relación al estudio del precio de la energía eléctrica, en la literatura existen varios intentos de modelación. Clasifica dichos trabajos en las siguientes seis categorías según las metodologías implementadas: modelos basados en producción y costos (basados en los costos), enfoque de teoría de juegos, métodos fundamentales (o estructurales), análisis estadísticos (enfoque técnico), técnicas de inteligencia artificial, Modelos cuantitativos (Weron, 2008).

Figura 2-3: Fundamentos en la conformación del precio en el mercado de energía.



Fuente: Burger et al., (2007).

2.3 Derivados sobre *commodities* almacenables

Características del precio en *commodities* almacenables: Se identificó a partir de Cárcamo & Franco, (2012), que las características del precio de *commodities* almacenables comunes en la literatura son:

- El precio es fundamentalmente impulsado por la oferta y la demanda, no corresponde al valor actualizado de los futuros flujos de caja.

- En la determinación del precio de un bien básico es clave la cantidad de inventario disponible en la fecha de análisis, en todo el mundo o en una región específica. Dicho inventario tiene un particular impacto en la volatilidad de los precios.
- A diferencia de los mercados financieros el riesgo de volumen es tan importante como el riesgo de precio.
- La incertidumbre sobre los inventarios, la producción actual y las expectativas de producción futura pueden producir saltos sobre los precios.
- Además de la tasa de oportunidad del capital (fundamental para activos financieros), aspectos como los costos, posibilidades de almacenamiento, costos de insumos de producción y el clima juegan un papel fundamental.

Modelos para el precio de *commodities* almacenables: En general los mercados de *commodities* (energía eléctrica, petróleo, gas natural y otros), presentan altos niveles de volatilidad y una fuerte variabilidad de precio, esto como consecuencia de los cambios estacionales en la demanda (componente predecible) y otros factores impredecibles. En el estudio de su comportamiento se destaca el modelo para la fijación de precios de *commodities* de Black & Scholes, (1973) quienes asumen que el precio *spot* de un *commodity* sigue un movimiento browniano geométrico. Sin embargo, Schwartz, (1997) argumenta que dichos resultados no son realistas, debido a que no consideran la reversión a la media de largo plazo que exhiben los precios de ciertos *commodities*.

La reversión a la media se debe a que en una economía competitiva, si los precios de un *commodity* aumentan, los productores reaccionaran aumentando la oferta. De igual forma en caso de precios altos, la demanda del bien básico puede disminuir cuando se le sustituye por productos semejantes. Estos dos efectos (aumento de la oferta y disminución de la demanda) introducen una presión a la baja en los precios. Lo contrario ocurre si los precios de dichos *commodities* disminuyen (Cárcamo & Franco, 2012; Cortázar & Naranjo, 2006). Entre los investigadores que más han estudiado el fenómeno de reversión a la media en *commodities* almacenables se destacan: Gibson & Schwartz, (1990); Brennan, (1991); Laughton & Jacoby, (1993); Cortázar & Schwartz, (1994) y Casassus & Collin-Dufresne, (2005). Se propone al lector remitirse a estos textos para mayor profundidad.

Debido a la incertidumbre sobre el comportamiento de los precios de los *commodities*, los productores y consumidores suelen buscar formas de cobertura³ y administración del riesgo; para ello, los mercados de derivados sobre *commodities* se usan de manera cada vez más generalizada en la comercialización de dicha incertidumbre. Entre los instrumentos negociados en este mercado se incluyen contratos de futuro, contratos *forwards*, opciones, *swaps* y otros derivados.

Un **producto derivado** es un instrumento financiero que toma como referencia un activo que se negocia en un mercado de contado⁴ (denominado activo subyacente) cuyos términos se fijan hoy y la transacción se realiza en una fecha futura⁵ (Elvira & Larraga, 2008). Los derivados sirven para trasladar el riesgo de unos agentes (que desean vender o desprenderse) a otros (que quieren comprarlo o adquirirlo). El mercado de derivados tiene alta liquidez, por lo cual ha atraído a distintos tipos de negociantes, entre los que se pueden destacar: coberturistas, especuladores y arbitrajistas. Los coberturistas usan estos contratos para reducir el riesgo al que se enfrentan por cambios futuros en una variable del mercado. Los especuladores lo utilizan para apostar sobre el comportamiento en el futuro y los arbitrajistas toman posiciones de compensación en dos o más instrumentos para asegurar una utilidad (Hull, 2009).

Por otra parte existen diferentes tipos de productos derivados, que se pueden clasificar en operaciones a plazo o *forwards* (FRA, seguros de cambio, deuda pública), futuros (sobre índices, acciones, deuda, tipos de interés o *commodities*) y permutas financieras o *swaps* (véase tabla 2-1). Las compañías de energía se encuentran entre los usuarios de derivados más activos y complejos; muchos productos de energía se negocian tanto en el mercado *over the counter* como en bolsas. Los productos más transados en este tipo de mercado son el petróleo crudo, el gas natural y la electricidad (Hull, 2009).

³La volatilidad de los precios en los *commodities* impulsa la demanda en cobertura. Dicha cobertura se puede hacer a través de instrumentos financieros (futuros, opciones, *forwards*, otros) o vía física, es decir a través de inventarios (Pindyck, 2001).

⁴En una operación al contado la negociación, liquidación y compensación son simultáneas en el tiempo o existe un reducido desfase temporal por razones administrativas.

⁵Una operación a plazo es aquella en la que la negociación y la liquidación y compensación tienen un desfase temporal superior al establecido para las operaciones al contado (Elvira & Larraga, 2008).

Al considerar un contrato a plazo (liquidación al vencimiento) y de futuro (liquidación diaria), es importante diferenciar entre activos de inversión y activos de consumo. Un activo de inversión es aquel que se mantiene con propósitos de inversión (acciones, bonos, oro, plata). Un activo de consumo es aquel que se mantiene sobre todo para el consumo y no generalmente con propósito de inversión (*commodities* como el cobre, el petróleo y los derivados porcinos). Generalmente los *commodities* son activos de consumo y al contrario de los activos de inversión no proporcionan ingresos, pero pueden estar **sujetos a importantes costos de almacenamiento**.

Tabla 2-1: Clasificación de instrumentos derivados.

| Descripción general de instrumentos derivados | |
|---|--|
| Contratos a plazo | Un contrato a plazo es similar a un contrato de futuros, en cuanto a que es un acuerdo para comprar o vender un activo a una fecha futura específica a un precio pactado. Sin embargo, los contratos a plazo son negociados en el mercado <i>over-the-counter</i> (no inscrito en bolsa) u OTC; que representa una alternativa importante a las bolsas (donde se negocian los contratos de futuros), este mercado consiste en una red de agentes de bolsa vinculados por TIC's (entidades financieras, empresas del sector real y/o personas naturales) sin necesidad de contacto físico. Este mercado es relevante debido a que generalmente supera en transacciones del mercado en bolsa. Entre las características de los contratos a plazo se destacan: especificaciones a la medida de los negociadores, no se hacen depósitos de garantía, el contrato es vigente hasta el vencimiento, no presenta actualización diaria, existencia de alto riesgo de contrapartida y la liquidación de pérdidas y ganancias se hace al vencimiento. |
| Contrato de futuros | Los futuros son productos derivados que pueden ser usados como un instrumento para la formación eficiente de precios en el mercado de los distintos activos (mercado <i>spot</i>) y como un medio de protección o cobertura contra riesgos de especulación o inversión (Díaz & Hernández, 2003). Para Hull, (2009) un contrato de futuro es un acuerdo para comprar o vender un activo en una fecha específica en el futuro a un precio determinado. Las bolsas de futuro permiten negociar entre sí a las personas que deseen comprar o vender activos en el futuro (Hull, 2009). El contrato de futuro es negociado en una bolsa o mercado organizado, que obliga a las partes contratantes a comprar/vender un número de bienes o valores, en una fecha futura y a un precio estipulado previamente (Elvira & Larraga, 2008). Los contratos de futuro ofrecen características altamente estandarizadas a nivel de: vencimientos, tamaño nominal del contrato, reglas y horarios de negociación, posibilidad de cierre anticipado de la negociación (reducción del riesgo de iliquidez en operación de compra o venta en el mercado). El riesgo de contrapartida de los <i>forwards</i> es eliminado en las operaciones con futuros, debido a que el mercado es regulado por una cámara de compensación que es vendedora para el comprador y compradora para el vendedor, da garantías de la operación y establece un sistema de garantías (depósitos de garantía, liquidaciones diarias de pérdidas y ganancias, limita el número de operación por jugador, supervisión y vigilancia, compensación en tiempo real, etc.) |
| Contrato de opciones | Existen dos tipos básicos de opciones, de compra y de venta. Una opción de compra otorga al tenedor el derecho a comprar un activo en una fecha específica a cierto precio. Una opción de venta otorga al tenedor el derecho de vender un activo en una fecha específica a cierto precio. El precio establecido en el contrato se conoce como precio de ejercicio precio <i>strike</i> , La fecha estipulada en el contrato se conoce como fecha de vencimiento. Una opción europea se ejerce solo en la fecha de vencimiento y una opción americana se puede ejercer en cualquier momento de su vida (Hull, 2009). |
| Swaps | Es un acuerdo entre dos empresas para intercambiar flujos de efectivo en el futuro. El acuerdo define las fechas de pago de los flujos de efectivo y como deben calcularse. Por lo general el cálculo de dichos flujos implica el valor futuro de una tasa de interés, un tipo de cambio u otra variable del mercado. Se puede considerar que un contrato a plazo es un ejemplo sencillo de <i>swap</i> . En tanto que el contrato a plazo equivale al intercambio de flujos de efectivo únicamente en una fecha futura, por lo general los <i>swaps</i> dan lugar al intercambio de flujos en varias fechas futuras. |

Fuente: Adaptado de (Díaz & Hernández, 2003; Elvira & Larraga, 2008; Hull, 2009).

Según la definición anterior se puede clasificar a la electricidad como *un commodity* o activo de consumo, debido a que los recursos que se usan para su producción pueden ser almacenables (agua, carbón, gas, otros), y generalmente dan lugar a costos de almacenamiento; además, lo que se produce es equivalente a los que se consume (demanda inelástica, bien no diferenciado), por lo cual un derivado sobre este bien se tiene para asegurar la flexibilidad operacional de los generadores ante fluctuaciones en la demanda y no con propósitos de inversión.

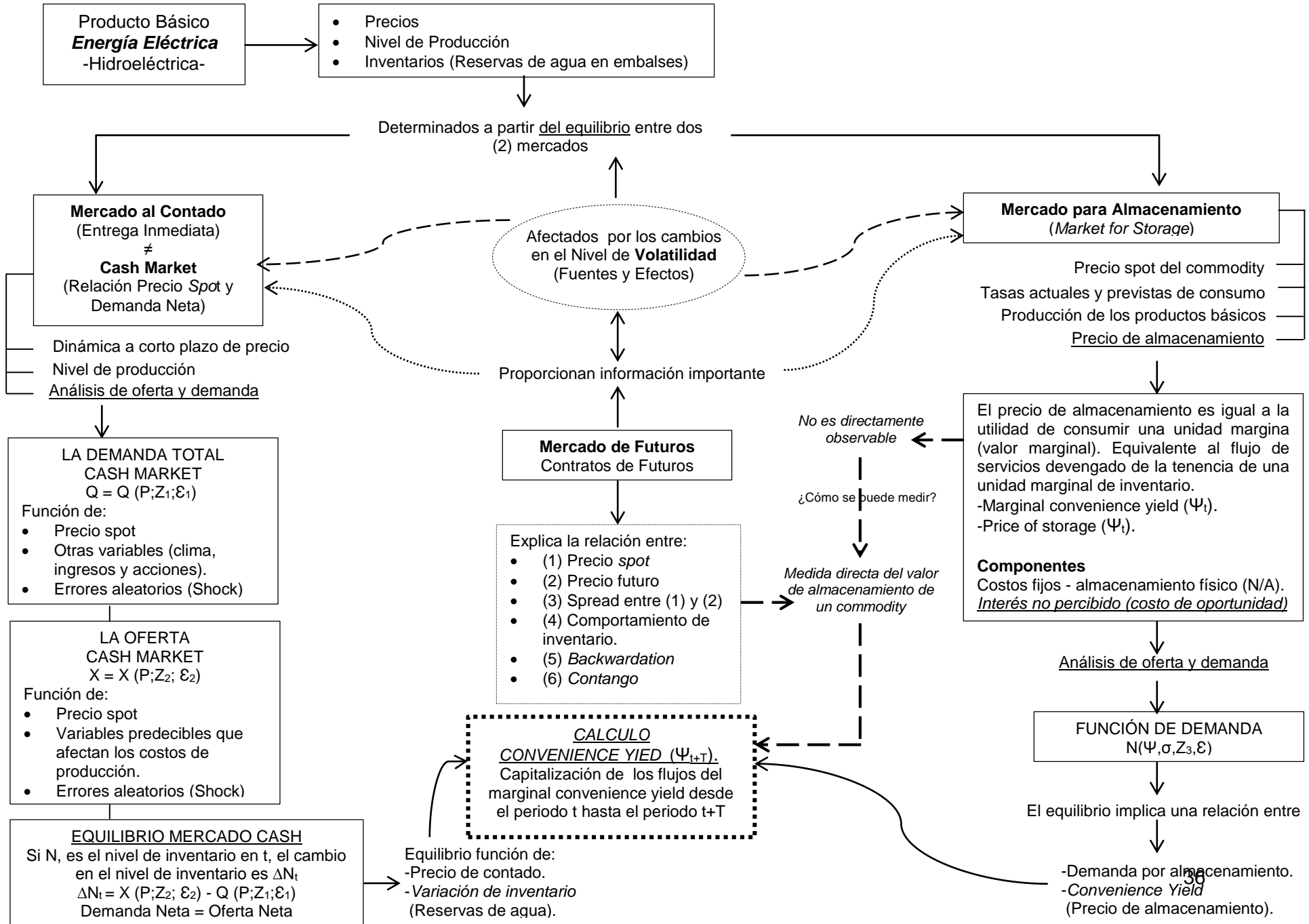
2.3.1 Valoración *commodities* almacenables

Según Pindyck, (2001), para un producto básico existen dos mercados interrelacionados, el mercado de contado (compra y venta inmediata al precio *spot*) y el mercado de almacenamiento (para existencias en poder de los productores y consumidores del producto). Comprender la dinámica de ambos mercados es fundamental para un productor ya que estos deben definir de manera conjunta: precios, niveles de producción, detracciones esperadas en el inventario y acumulaciones de inventario.

Tanto el mercado *spot* como el mercado de almacenamiento se ven afectados por los cambios en el nivel de volatilidad de los precios (fuentes y efectos, véase figura 2-4). La volatilidad de los precios implica un aumento en la demanda por cobertura del riesgo, lo cual en los mercados de *commodities* se puede realizar a partir de acumulación de inventario físico (almacenamiento de la materia prima para amortiguar las fluctuaciones en la demanda, o en el caso de la energía eléctrica almacenamiento de las fuentes de generación) o por medio de contratos a futuro (o a plazo) para garantizar un precio de compra/venta en el futuro que disminuya la incertidumbre en la planificación de las operaciones (de producción de bienes básicos o generación de electricidad).

Debido a lo anterior, es posible establecer que el mercado de futuros (a través de contratos futuros o *forwards*) proporciona información sobre la relación entre: el precio *spot*, el precio de futuro, el comportamiento del inventario y el *spread* entre el precio *spot* y el de futuro (Bhanot, 2002; Milonas & Henker, 2001; Pindyck, 2001), véase figura 2-4.

Figura 2-4: Modelo conceptual para el precio de un commodity almacenable – Fuente: Pindyck, (2001).



Introducción a la definición del *convenience yield* (costo de oportunidad): A partir de la figura 2-4 se puede determinar que el equilibrio en el mercado de contado depende del precio de contado y de la variación en el nivel de agua disponible en los embalses para la producción de energía (demanda neta versus oferta neta). Por su parte, el equilibrio en el mercado por el almacenamiento dependerá de la demanda por el almacenamiento y del precio de almacenamiento. El equilibrio entre la oferta y demanda en estos mercados dependerán las decisiones de precios, nivel de producción y políticas de inventarios de los productores.

Por su parte, el mercado de futuros proporciona información relevante sobre la dinámica de estos dos mercados, ya que este exhibe las expectativas de los agentes en relación al precio de contado (volatilidad y comportamiento) y a la disponibilidad actual y futura del *commodity* (disponibilidad inventarios para responder a las fluctuaciones en la demanda), razón por la cual el *spread* entre el precio *spot* y de futuro se puede interpretar como una medida directa del valor de almacenamiento o como el costo de oportunidad del *commodity*, que es el valor inherente de conservar el *commodity* (agua en los embalses) en temporadas de precios altos. El anterior concepto también se denomina en la literatura de derivados sobre *commodities* como *convenience yield*, que a su vez se puede cuantificar por medio de las técnicas de valoración de *commodities* almacenables.

2.3.2 Valoración *commodities* almacenables energía eléctrica

Debido a las características “especiales” de la energía (limitaciones en el transporte y el almacenamiento), se puede afirmar que el arbitraje a través del tiempo y el espacio es limitado o eliminado por completo en este mercado. Sin estos vínculos de tiempo y espacio que proporciona el arbitraje, los precios *spot* han de ser muy dependientes de la oferta temporal y las condiciones de demanda lo cual a su vez afecta significativamente la relación entre el precio *spot* y el precio a plazo (Lucia & Schwartz, 2002). El precio teórico de un futuro⁶ sobre un *commodity* almacenable, en ausencia de oportunidades de arbitraje, se puede expresar mediante el modelo discreto:

⁶Para los agentes del mercado eléctrico la gestión del riesgo financiero se ha vuelto más importante, de allí la relevancia de los mercados a futuro; ya que los contratos a futuro son una herramienta para disminuir la exposición al riesgo en los mercados de alta volatilidad como el eléctrico. Algunos autores como Botterud, Kristiansen, & Ilic, (2010), plantean que los precios de los contratos a futuro

$$F_t(T) = S_t(1 + r)^{T-t} + W - CY \quad (2-2)$$

Donde:

$F_t(T)$: Es el precio del contrato futuro observado en el momento t , con vencimiento en T .

r : Es la tasa libre de riesgo del mercado.

W : Es el costo de almacenamiento, el cual se asume cero para mercados eléctricos hidrodominados, ya que almacenar el agua no genera costos representativos y la energía no se almacena.

CY : Es el *convenience yield* (*forward spot spread*, *precio de almacenamiento*, *costo de oportunidad del commodity*), comprendido como el costo de oportunidad en la energía eléctrica, que representa la flexibilidad operativa en relación a la capacidad de atender las fluctuaciones de la demanda en el momento actual o bien la posibilidad de conservar inventario para aprovechar las temporadas de precios altos y abastecer el mercado (medida de valor).

A partir de la ecuación 2-2 es posible obtener el valor del *convenience yield* para un mercado eléctrico hidrodominado (asumiendo el costo de almacenamiento en embalse como cero, debido a que sin considerar la inversión inicial en infraestructura el agua para generar electricidad no requiere de ningún mantenimiento) a partir de la ecuación 2-3.

$$CY = S_t(1 + r)^{T-t} - F_t(T) \quad (2-3)$$

2.3.3 *Convenience yield* en un mercado eléctrico hidrodominado

Definido en Pindyck, (2001) como el valor marginal de almacenamiento (*marginal unit of inventory*), *convenience yield*, *forward spot spread* y/o costo de oportunidad de un bien básico. Debe ser comprendido como el flujo de los beneficios a los propietarios de una unidad de inventario. Para Kjærland & Larsen, (2010) el *convenience yield* es el flujo de los servicios percibidos por el propietario de un inventario físico, pero no por el dueño de un contrato para la entrega futura, (véase ecuación 2-4, donde C_t^H representa el *convenience yield*).

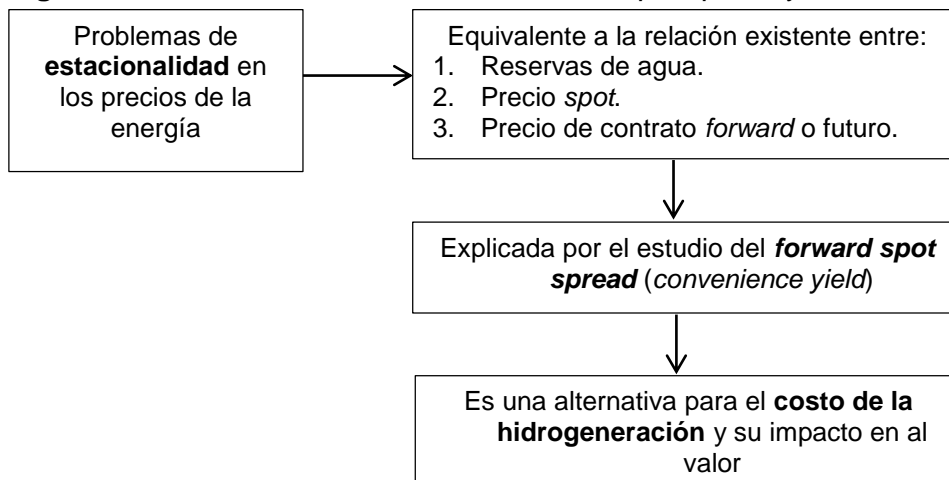
de la electricidad y en general el mercado de futuros pueden proveer señales para las inversiones en infraestructura, lo cual, tiene alto impacto en el comportamiento de la demanda y la oferta.

$$C_t^H = S_t - \frac{F_t(T)}{(1+r)^{T-t}} \quad (2-4)$$

En esta investigación se determinará el *convenience yield* usando la expresión 2-4, que puede interpretarse como un costo alternativo del *commodity* (en este caso como un costo alternativo para la generación eléctrica) representando la generación actual que puede conducir a pérdidas en la producción futura como consecuencia de precios pico⁷ (véanse características del *convenience yield* comunes en la literatura en la sección 2.3.5).

En relación a la importancia del *convenience yield* en los mercados eléctricos, en especial en uno hidrodominado, se encontró que representa una alternativa para la definición del costo de la hidrogenación y su impacto en el valor del agua (Kjærland & Larsen, 2010). Lo anterior, debido a que existe un patrón estacional de los precios de la electricidad equivalente a la relación entre las reservas de agua, el precio *spot* y el precio del contrato a futuro (o a plazo) que es capturado por el *convenience yield* (Kjærland & Larsen, 2010).

Figura 2-5: Resumen relación entre el *forward spot spread* y el costo de la electricidad.



Fuente: Adaptado de Kjærland & Larsen, (2010).

⁷Para el caso de la energía eléctrica el *convenience yield* no es directamente observable, sin embargo puede determinarse a partir del *spread* entre el precio del contrato futuro y el precio *spot* (de allí la relevancia de los mercados de derivados energéticos) (Pindyck, 2001).

Por último es posible concluir dadas las definiciones anteriores, que el *convenience yield* también puede capturar el valor por KW/h de sacrificar generación algunos meses del año cuando los precios pueden ser más altos y beneficiar a los productores (Kjærland & Larsen, 2010) (véase figura 2-4).

2.3.4 Relación precio *spot* y precio de futuro

Caso de la energía eléctrica: La relación entre el precio *spot* y el precio a plazo, se puede comprender a partir de las características propias del *commodity* negociado, en primer lugar se puede mencionar en el caso de la electricidad que la imposibilidad de almacenamiento hace, que sea percibido por los usuarios como un producto diferente en relación a lo que se paga por él, es decir, los precios son fuertemente dependientes de las necesidades de electricidad (demanda) y sus factores determinantes en cada momento (actividades, hora del día, condiciones climáticas temporales y similares). Por otro lado, distinguir entre horas pico y no pico, o entre precios en distintas temporadas (estaciones) es importante para determinar el valor de los contratos a plazo (Lucia & Schwartz, 2002). En este sentido, se reconoce la importancia de los patrones estacionales en la determinación del precio de la energía. Respecto a las restricciones de transporte, distintos autores señalan que estas se dan por los límites de capacidad en las líneas de transmisión y las pérdidas de energía en el transporte, lo cual puede hacer imposible o antieconómico el transporte de la electricidad entre ciertas regiones. Estas razones también contribuyen a que los precios de contado y a plazo sean dependientes de la oferta y la demanda.

Enfoques para el estudio de la relación entre el precio *spot* y el precio de futuro en un mercado de *commodities* almacenables: Para el análisis de la relación entre precio *spot* y precio de derivados (futuros), se determinó a partir de la literatura la existencia de dos enfoques de la teoría de no arbitraje de valoración de mercancías almacenables predominantes, el primero denominado rendimiento por conveniencia y el segundo enfoque es el de la prima de riesgos.

El primer enfoque (rendimiento por conveniencia), define el beneficio de tener un bien básico menos el costo de almacenarlo; es posible dado porque a pesar de que la electricidad no es almacenable, si existen formas de almacenar las fuentes de energía

(agua, gas, petróleo, carbón) por lo cual tiene sentido el concepto de rendimiento por conveniencia, entendido como el premio por tener un producto físico en lugar de un contrato a futuro (tener determinada cantidad de recursos para la generación de energía en lugar de un contrato de futuro sobre el *commodity*); lo anterior toma relevancia para modelar las relaciones entre el precio *spot* y el precio a futuro (véase numeral 2.4.3).

En términos generales, la prima de riesgo, es la diferencia entre el precio futuro y el precio esperado, (diferencia entre la previsión del precio *spot* que es la mejor estimación de la tarifa de electricidad en un momento del futuro y el precio a plazo) (Weron, 2008)⁸. A continuación se desarrollan con mayor profundidad cada una de los enfoques descritos anteriormente (véase breve resumen en la tabla 2-1).

Tabla 2-2: Técnicas de análisis de la relación entre precio *spot* y precio futuro de un *commodity*⁹.

| Relación entre precio spot y precio futuro de commodity | |
|--|---|
| <i>Teoría de Almacenamiento Rendimiento por Conveniencia</i> | <i>Teoría de Prima de Riesgo</i> |
| <p>Fundamentada en los inventarios como fuente de flexibilidad operativa en el mercado de commodities.</p> <p>La relación entre el precio spot y de plazo, es una función de:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Costo del almacenamiento. ▪ Costo de almacenamiento. ▪ Costos de oportunidad (rendimiento por conveniencia del inventario). <p>Identificación de estados posibles del mercado:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Backwardation</i>. ▪ <i>Contango</i>. | <p>Precio del contrato futuro definido por:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Expectativa sobre el precio spot. ▪ Prima de riesgo del producto básico. |

Fuente: Elaboración propia.

⁸Para Botterud et al., (2010) la mayoría de estudios sobre la relación entre el precio *spot* y el precio forward se basan en la teoría de prima de riesgo en el mercado de futuros la cual explica esta relación a partir del valor esperado (esperanza matemática) del contrato de futuro y considera una prima de riesgo propia de cada *commodity*. Sin embargo, para algunos mercados como el de electricidad basada en la generación hidráulica (Nord Pool, Brasil, Colombia en menor proporción), en los cuales existen grandes embalses, esta relación también puede ser estudiada a través de la teoría de los costos de almacenamiento y el rendimiento por conveniencia (no son excluyentes).

⁹En la presente investigación se realizará especial énfasis en el enfoque rendimientos por conveniencia debido a que relacionan el nivel de inventario de los *commodities*, a la hora de definir el costo de oportunidad de los mismos, relación que se pretende estudiar en el mercado eléctrico de Colombia.

2.3.5 Enfoque de almacenamiento y rendimiento por conveniencia

La teoría de almacenaje fue impulsada por Kaldor, (1939), Working, (1949) y Brennan, (1958) y ha sido fundamental para explicar las relaciones entre los precios futuros y precios *spot* de *commodities* a través de las implicaciones económicas de almacenar inventarios. La presencia de *backwardation* (momento en el cual el precio *spot* es superior que el precio de futuro) en los *commodities* fomentó la aparición del concepto del *convenience yield*, el beneficio marginal de almacenar una unidad extra de inventario para el propietario. El estudio de este concepto en la literatura según Morales, (2012) distingue los siguientes postulados básicos:

- Existe una relación inversa y no lineal entre el *convenience yield* y el nivel de inventarios (rendimientos por conveniencia mayores cuando los niveles de inventario son bajos o disminuyen), (Michael Brennan, 1958; Working, 1949)¹⁰
- Correlación positiva entre el precio de bolsa y el *convenience yield*.
- Cuando los niveles de inventario están por debajo de los niveles normales aumenta la volatilidad del precio *spot* (Fama & French, 1988; Ng & Pirrong, 1994).
- Existe una relación negativa entre el nivel de inventario y el premio por riesgo en los precios (Fama & French, 1988).

Entonces, la perspectiva del almacenamiento explica la relación entre los precios al contado y de los contratos a futuro (para entrega a futuro), en función de los intereses percibidos en el almacenamiento de mercancía, los costos de almacenamiento y el rendimiento por conveniencia del inventario (definido como *el beneficio de la propiedad de mercancía física que no se puede obtener mediante la celebración de un contrato de futuros* Pindyck, (2001). Por otro lado, en la literatura de valoración de *commodities* con los trabajos de Brennan, (1991) y Schwartz, (1997) se incorporan los postulados de la teoría del almacenamiento a través del *convenience yield* y se propone que modelar esta variable como exógena permite una nueva estimación para la curva de precio de contratos de futuro (o a plazo), lo cual al

¹⁰El rendimiento por conveniencia representa entonces, el privilegio de mantener una unidad de inventario (para atender la demanda o para mantener una operación en funcionamiento) y adicionalmente refleja las expectativas del mercado a la futura disponibilidad de materia prima. Es una función decreciente respecto al nivel de inventarios.

tener relación con el precio *spot* incluye la característica de reversión a la media de los *commodities* de modo que se elimina la posibilidad de arbitraje.

Bajo el supuesto de no arbitraje entre el precio *spot* y el precio en el mercado de futuros, expresando el costo de almacenamiento y el rendimiento por conveniencia como una fracción del precio *spot* (véase la ecuación 2-5, para el precio de futuros $F_{t,T}$ en el momento t para entrega en $t + T$). Donde la tasa de descuento está asociada a un periodo de tiempo continuo (en el caso de la ecuación 2-5, ya que dicha tasa también puede ser discretizada), el precio teórico de un contrato a futuro se puede expresar como:

$$F_{t,T} = S_t e^{(r_T + u_T + y_T)T} \quad (2-5)$$

Donde, S_t es el precio *spot* del *commodity* en el tiempo t , r_T , es la tasa libre de riesgo para el periodo de tenencia T , u_T es el costo del almacenamiento físico y por último, y es el rendimiento por conveniencia (*convenience yield*) en T .

2.3.6 Backwardation y contango

En los mercados de futuro, se pueden identificar dos situaciones: **backwardation** y **contango**. El *backwardation* hace referencia al momento en el cual el precio actual (*spot*), es mayor al precio del futuro, es decir, que el rendimiento por conveniencia neto (equivalente a la diferencia entre el rendimiento por conveniencia en T y el costo de almacenamiento físico) es positivo y superior a la tasa libre de riesgo; por otro lado, cuando ocurre todo lo contrario la situación se denomina *Contango* (Dorsman, Westerman, Baha Karan, & Arslan, 2011; Pindyck, 2001). En otras palabras y en función del *convenience yield* (rendimiento por conveniencia, costo de oportunidad del *commodity*). Si el *convenience yield* es “grande”, entonces el precio *spot* excederá el precio de futuro y en este caso se dice que el mercado de futuros exhibe fuerte *backwardation*. Si el *convenience yield* es positivo “pero no grande”, el precio *spot* será menor que el precio de futuro, pero más grande que el precio descontado del futuro y en este caso existe débil *backwardation* $F_{t,T} > S_t > F_{t,T}/(1 + r_T)$.

Si el *convenience yield* neto es cero, se obtiene que el precio *spot* será igual al descuento del precio futuro $S_t = F_{t,T}/(1 + r_T)$. Por otra parte, se dice que el mercado de futuro está

en *contango* cuando el precio *spot* es menor que el precio de futuro $S_t < F_{t,T}$; por lo cual el *contango* incluye débil *backwardation* y cero *backwardation* (Pindyck, 2001).

Según lo anterior, durante los periodos de alta volatilidad, el *convenience yield* es alto como consecuencia de que el precio *spot* sea mayor que el precio del futuro, por lo cual se espera un aumento en la demanda por almacenamiento (para amortiguar las fluctuaciones entre producción y consumo). Además aumenta el valor de ejercer la opción real de mantener el recurso resguardado (por ejemplo en reservas en el suelo, o agua en embalses) aumentando el precio *spot* en relación con el precio futuro Pindyck, (2001).

Para el caso de la energía eléctrica producida por fuentes hídricas el aumento de la volatilidad aumenta el valor que es percibido por el mercado tenencia de agua, que a su vez aumenta el valor de ejercer la opción real de mantener el agua en los embalses para aumentar el precio *spot* y producir energía cuando el precio este alto para la obtención de mejores márgenes.

2.3.7 Enfoque de prima de riesgo

El segundo punto de vista explica el precio de un contrato de futuros en términos de la expectativa futura sobre el precio *spot*, $E_t[S_{t+T}]$ y una correspondiente prima de riesgos sobre los productos básicos. Si se define i_T como la tasa de descuento ajustada al riesgo para cada tipo de producto, el precio del contrato de futuro puede ser expresado así:

$$F_{t,T} = E_t(S_{t+T})e^{(r_T+i_T)} = E_t(S_{t+T})e^{-p_T} \quad (2-6)$$

Donde $p_T = i_T - r_T$ es la prima de riesgo del *commodity*. Esta metodología se conoce como la teoría de la prima de riesgo. Según este enfoque el precio de un futuro es igual a las expectativas sobre el precio *spot* cuando la prima de riesgo es cero, ósea, cuando la tasa ajustada para el *commodity* es igual a la tasa libre de riesgo del mercado.

A pesar de que estas teorías propuestas en la literatura para el análisis de la relación entre el precio de contado y el precio de futuro o a plazo, no son excluyentes, si es importante mencionar que la teoría de la prima de riesgo también puede aplicarse en los mercados en los cuales es imposible almacenar mercancías; en tanto que la teoría de almacenamiento por fundamentarse en el criterio de no arbitraje no se puede aplicar cuando el *commodity*

no es almacenable, pues no es posible obtener una posición libre de riesgo mediante la compra de la mercancía en el mercado al contado y su venta en el mercado de futuros para un producto que no se pueda almacenar (Botterud et al., 2010).

2.3.8 Revisión de literatura de derivados sobre *commodities*

Botterud et al., (2010); Kjærland, (2007); Weron, (2008) concluyen que los estudios empíricos que relacionan el precio *spot* con el precio de contratos a futuro son relativamente escasos y señalan la lista de la tabla 2-3, como los trabajos mas representativos orientados al estudio de *spot-future-spread* para todo tipo de *commodities*. Adicionalmente, señalan que no es frecuente la aplicación de la teoría de almacenamiento de derivados en el caso de la energía hidráulica, las aplicaciones en general están asociadas a productos almacenables físicamente. Entre los autores que trabajan esta aplicación se destacan Botterud et al., (2010) y Kjærland & Larsen, (2010), los cuales aplican la teoría de almacenamiento en el mercado de energía *Nord Pool* (los mercados que se analizan son el Nórdico y el Noruego), ambas investigaciones coinciden en decir que los precios de la electricidad tienen “doble personalidad” por las incoherencias entre los precios de largo y corto plazo, lo que se justifica porque los factores que impulsan los precios a largo plazo tienen un pequeño impacto en los cambios del precio a corto plazo y viceversa. En este sentido, identifican la existencia de un patrón estacional de los precios de la electricidad (incluso en el largo plazo), que representa el eje focal para la valoración del *commodity*. Este patrón es estudiado a partir de la relación entre: las reservas de agua, el precio *spot* y los contratos *forward* de corto plazo. Botterud, Kristiansen, & Ilic, en “*The relationship between spot and future prices in the Nord Pool electricity market*”, analizan el impacto en el valor por disponer de la capacidad de cambiar entre las fuentes alternativas de generación para tomar ventaja cuando los precios están altos y los niveles de agua bajan (caso similar al colombiano). Lo cual se prueba a través del cálculo del *convenience yield* y la revisión de sus estados (*backwardation* o *contango*); encontrando, que cuando los niveles de los embalses se agotan, el *forward spot spread* es negativo, por lo tanto no existen beneficios implícitos en la inclusión de otras fuentes de energía (como la energía térmica). Pero cuando el *forward spot spread* es alto el costo alternativo de generación (C_t^H) es significativo, en consecuencia resulta interesante cambiar a otras fuentes de generación para producir más en periodos de precios máximos. Los investigadores también proponen

un modelo de regresión lineal múltiple para verificar la dependencia que tiene el *convenience yield* de los niveles de agua y su variación en periodos de tiempo semanales. Entre los resultados más importantes arrojados por esta técnica se tienen:

- El precio *spot* exhibe estacionalidad y se encuentra vinculada a la hidrología.
- Los futuros semanales tienen alta correlación con el precio *spot*.
- El rendimiento por conveniencia medio es negativo, utilizando el análisis semanal, lo cual significa que el precio *spot* tiende a ser menor que el precio del futuro para entrega futura.
- Existe una relación inversa entre los rendimientos por conveniencia observados y los niveles de los embalses (muestran un patrón estacional diferente).
- Generalmente el mercado de futuro tiene rendimientos por conveniencia netos positivos (*backwardation*) cuando los niveles de los embalses son bajos. Por el contrario cuando los niveles de los embalses aumentan el rendimiento por conveniencia neto es negativo (contango).
- Las diferencias entre la oferta y la demanda en términos de riesgo y la capacidad de tomar ventaja en el corto plazo, pueden ayudar a explicar el rendimiento por conveniencia y la prima de riesgos.
- Los hallazgos de esta prueba empírica, también confirmaron que las condiciones de hidrología (en función de sequía y humedad) en el año también son influyentes.

Tabla 2-3: Principales investigaciones sobre la teoría de almacenaje de *commodities*.

| Autor | Principales Conclusiones |
|-------------------------|--|
| Fama y French (1987) | Encontraron evidencia marginal de <i>backwardation</i> , para 21 tipos de materias primas (agricultura madera, animales y metales), con el fin de apoyar la formación de carteras de inversión (portafolio de <i>commodities</i>). Concluyen que la evidencia no es fuerte para resolver la existencia de una prima de riesgo diferente a cero. |
| Bodie y Rosansky (1980) | Estudiaron el riesgo y el retorno en futuros sobre <i>commodities</i> , para los principales productos comercializados en Estados Unidos entre 1950 y 1976. Encontraron que la tasa promedio de rentabilidad de un portafolio en contratos de futuros en <i>commodities</i> , es muy superior a la tasa libre de riesgo del mercado, lo cual implica una prima de riesgo (diferencia entre riesgo del producto y la tasa libre de riesgo) positiva, apoyando de este modo la hipótesis de <i>backwardation</i> . |
| Chang (1985) | Encuentra evidencia de <i>backwardation</i> para el trigo, el maíz y la soya desde 1951 hasta 1980. |
| Ng y Pirrong (1994) | Estiman las relaciones de oferta y demanda de <i>commodities</i> a través de los inventarios y el spread entre los precios futuros y el precio <i>spot</i> inciden significativamente en la volatilidad de los retornos. |
| Pindyck (2001) | Estudia los mercados de futuro de productos derivados del petróleo (petróleo crudo, combustible para calefacción y gasolina). Apoyan la existencia de <i>backwardation</i> en estos mercados. Descubren que en particular para este caso cuando la varianza en los precios al contado es alta (lo que hace que el rendimiento del <i>commodity</i> aumente), disminuyen los precios en los contratos de futuro en comparación con los precios de contado. |
| Wei y Zuhu (2006) | Analizan el mercado de gas natural en Estados Unidos a través de la comparación de los precios <i>spot</i> y los precios de futuros mensuales, para el periodo comprendido entre 1991 y 2003. Se encuentran con un |

| | |
|---|--|
| | rendimiento por conveniencia positivo, que depende del nivel y variabilidad del mercado <i>spot</i> . Además encuentran que el precio <i>forward</i> no es predictor insesgado del futuro ya que existe un efecto importante de la prima de riesgo positiva. |
| Considini y Larson (2001) | Afirman la presencia de una prima de riesgo positiva para los mercados de gas natural y petróleo crudo. La prima de riesgo se eleva abruptamente con la volatilidad de los precios. |
| Henker (2001) | Estudia el mercado internacional del petróleo y encuentra un rendimiento por conveniencia positivo, que presenta fuertes estacionalidades mensuales y anuales, debido a los desequilibrios entre la oferta y la demanda y es una función negativa del nivel de almacenamiento (inventarios). En resumen en los mercados de petróleo encuentra evidencia que apoya un rendimiento por conveniencia positivo y una prima de riesgo positiva. |
| Bessembiner y Lemmon (2002) | Desarrollan un modelo de equilibrio para los precios <i>forward</i> de la electricidad, basados en la suposición de que los agentes del lado de la oferta y los del lado de la demanda son adversos al riesgo y que la electricidad no puede ser almacenada. Este modelo implica que el precio del futuro será un pronóstico sesgado del precio de contado. Sin embargo la diferencia entre el precio <i>spot</i> y el de contratos a futuro disminuye ante la variación del precio <i>spot</i> y aumenta con la asimetría del mismo. |
| Botteru et al. (2002) | Realizan un análisis al interior del mercado Nord Pool (hidrodominado), dicho estudio mostró que el rendimiento de la celebración de contratos futuros hasta la fecha de entrega, estuvo por debajo de la tasa libre de riesgo, es decir, el mercado tuvo una prima de riesgo negativa. Sin embargo la teoría del costo por conveniencia no fue considerada además el autor señala que la validez del análisis es limitada debido a que los datos contemplaban poco tiempo, al tratarse de un mercado relativamente nuevo para ese entonces. |
| Longstaff y Wang (2004) | Analizan los datos de 2,5 años en los precios del día “venidero” y en tiempo real en el mercado eléctrico PJM. Ellos encuentran que el precio del día anterior en promedio supera ligeramente el precio en tiempo real, es decir existe una prima de riesgo negativa. Por otro lado indican que la diferencia entre los precios a plazo y los precios al contado cambian según la hora del día y está relacionada por la varianza y asimetría en el precio de contado como se predijo por el modelo de Bessembinder y Lemmon (2002). |
| Nilsen y Schwartz (2004) Germa y Nguyen (2005) | Utilizan volatilidad estocástica para definir una relación lineal entre la varianza del precio <i>spot</i> y el nivel de inventarios, presente a través de datos observados y usando el <i>convenience yield</i> como un proxy. |
| Karakatsani y Bunn (2005) | Encuentran para el mercado de Reino Unido que el promedio de precio del día “por venir” supera el precio en tiempo real del mercado <i>spot</i> en temporada alta, es decir existe una prima de riesgo negativa. Argumentan que esto se debe posiblemente aun exceso de demanda de los contratos a plazo en horas pico. Por otro lado durante las horas “no-pico” el precio <i>forward</i> tiende a ser menor que el precio en tiempo real (<i>spot</i>). Una posible interpretación es que las plantas de generación basadas en energía nuclear necesitan cumplir con estrictas normas y venden su producto en el futuro a un precio menor para garantizar el funcionamiento continuo y disminuir los costos. Ellos concluyen que el signo (positivo o negativo) depende si el periodo de análisis es o no una hora pico. |
| Casassus y Collin (2005) | Encuentran una correlación significativa y positiva entre la tasa de interés y el precio <i>spot</i> y lo conectan con los postulados de la teoría del almacenamiento para distintos <i>commodities</i> . Extraen el <i>convenience yield</i> de la relación directa de no arbitraje de los derivados de <i>commodities</i> almacenables. |
| Hadsell y Shawky (2006) | Encuentran que el precio del día “por venir” en promedio es superior al precio en tiempo real durante las horas pico, su análisis se basa en datos de 3,5 años en el mercado New York ISO. |
| Diko et al. (2006) | Estudian la presencia de la prima <i>forward</i> de riesgo, usando datos del mercado de Alemania, Dutch y Francia. Ellos encuentran la presencia de una prima <i>forward</i> de riesgo, considerando las propiedades dinámicas de los precios <i>forward</i> y usando una extensión de la teoría del análisis de prima de riesgos en el corto plazo. Ellos encuentran que existe significancia en la prima de riesgo <i>forward</i> y que la estructura temporal es consistente con el modelo teórico propuesto por Bessembinder y Lemmon (2002). Al pasar el tiempo aumenta la “madurez” por lo que la influencia de la asimetría se convierte en menos importante en comparación con la variabilidad, por lo que la prima de riesgo se reduce. |
| Khokher y Simmin (2007) | Estudian la correlación con premios por riesgo utilizando datos observados de inventarios. A través de un modelo de regresión analizan el comportamiento de los retornos de precios futuros cercanos a la madurez en presencia de ciclos económicos, representados por la escasez relativa de los <i>commodities</i> (medida como el retiro de inventario entre dos periodos). Se encontró que existe relación positiva y significativa entre los premios por riesgo y la escasez relativa de inventarios (soportan la teoría del almacenamiento), |

| | |
|--------------------------------------|--|
| Douglas y Popoya (2008) | Realizan un análisis similar con mayor cantidad de datos al de Longstaff y Wang (2004) en el mercado PJM, llegando a la misma conclusión. Adicionalmente argumentan que la disponibilidad de gas natural almacenado tiene un impacto considerable en la relación entre los precios <i>forward</i> y los precios <i>spot</i> . |
| Gorton, Hayashi y Rouwenhorst (2008) | Usan datos normalizados inventarios de diferentes <i>commodities</i> y por medio de regresiones lineales buscan conectar los excesos de retornos del precio <i>spot</i> y futuros. Los resultados utilizando datos de inventario son débiles por lo cual recurren a <i>proxies</i> del nivel de inventarios para mejorar los resultados. La definen a los inventarios como un sistema de <i>buffer</i> para responder a cambios futuros de demanda o de precios. Ante bajos niveles de inventarios, el riesgo de quiebre de <i>stock</i> futuro es mayor y, al ser los futuros un instrumento de cobertura, el premio por riesgo debiera aumentar, generándose una correlación negativa con el nivel de inventarios. |
| Trolle y Schwartz (2008) | Plantean que hay un componente no-medible importante en la volatilidad del mercado de <i>commodities</i> y que no es extraíble de la curva de futuros o los niveles de inventarios. |
| Tang y Xiong (2011) | Estudian la creciente integración de los mercados financieros a los <i>commodities</i> a partir del año 2004, debido al rápido crecimiento de la inversión en índices de <i>commodities</i> y una creciente correlación entre los precios del petróleo y los <i>commodities</i> no-energéticos. Este cambio en el mercado de <i>commodities</i> generó un aumento en el nivel y la volatilidad de los precios. Este proceso afecta tanto la reversión a la media en el precio <i>spot</i> como el efecto de los determinantes del <i>convenience yield</i> . |
| Morales (2012) | Los más recientes modelos en relación a la teoría del almacenaje incorporan el estudio de los determinantes del <i>convenience yield</i> definiéndolo a partir de la relación de no arbitraje en el retorno del precio <i>spot</i> , generando relaciones de interdependencia entre en precio <i>spot</i> , la tasa de interés y los resultados de la teoría de almacenamiento. (Morales, (2012) refiriéndose a Casassus & Collin-Dufresne, (2005)) |

Fuente: Adaptado de Botterud et al., (2010); Morales, (2012).

Finalmente, es pertinente resaltar que la presente investigación estará orientada a la validación de los principales postulados teóricos de la teoría del *convenience yield* (véase sección 2.3.5) y a los resultados para un mercado eléctrico hidrodominado obtenidos por Botterud et al., (2010); para ello se realizará un estudio empírico sobre el mercado eléctrico colombiano orientado a dar respuesta a las siguientes **preguntas de investigación**:

1. ¿Es aplicable la teoría de derivados almacenables en el mercado eléctrico colombiano?
2. ¿En Colombia existe un costo de oportunidad asociado a la disponibilidad de agua en los embalses que impacta la formación de los precios *spot* y de futuro en Colombia?
3. ¿Existe la necesidad de valorar el agua a través de metodologías objetivas para la producción de energía en el mercado colombiano?
4. ¿Es viable aplicar la teoría de *convenience yield* en el mercado eléctrico colombiano?
5. ¿En Colombia existe un patrón estacional de los precios de la energía explicado por las reservas de agua, el precio *spot* y el precio de contrato a plazo (o de futuro)?
6. ¿Cuál es el costo del agua para la generación de electricidad en Colombia?

3. El mercado eléctrico en Colombia

3.1 Fuentes de generación eléctrica en Colombia

En Colombia predominan las fuentes hidráulicas y térmicas (fósiles: carbón, petróleo y gas) para la generación de energía eléctrica, en la tabla 3-1 se muestra la participación de cada una de estas fuentes en términos de la capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para los años 2011 y 2012.

Tabla 3-1: Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 del 2011 y 2012.

| Recursos | 2011 MW | 2012 MW | Participación |
|------------------|---------------|---------------|---------------|
| Hidráulicos | 9.185 | 9.185 | 64.0% |
| Térmicos | 4.545 | 4.426 | 30.8% |
| Gas | 3.053 | 2.112 | |
| Carbón | 991 | 997 | |
| Fuel-Oil | 314 | 0 | |
| Combusteléo | 187 | 307 | |
| ACPM | 0 | 678 | |
| Jet1 | 0 | 46 | |
| Gas-JetA1 | 0 | 276 | |
| Menores | 635 | 693 | |
| Hidráulicos | 533 | 591 | 4.8% |
| Térmicos | 83 | 83 | |
| Eólicas | 19,5 | 19,5 | |
| Cogeneradores | 55 | 57 | |
| TOTAL SIN | 14.421 | 14.362 | 100% |

Fuente: Compañía Expertos en Mercados (XM S.A), (2013).

En el 2011 se produjeron 14.420MW y en el 2012 14.361MW, con una variación negativa total de 0.4%. Las fuentes de generación hidráulicas tiene una participación del 64%, sin ninguna variación anual en este periodo de tiempo; en tanto que las fuentes térmicas cuentan con un 30.8% de la producción, y el restante 4.8% es para fuentes menores. Debido a las anteriores características en la generación de energía del país se puede decir que es dependiente de la disponibilidad del recurso hídrico (del nivel de los embalses). A nivel mundial, la hidroelectricidad representa aproximadamente el 25% de la producción total y su importancia sigue en aumento. Los países en los que el agua es la fuente principal de generación de electricidad son: Noruega (99%), Zaire (97%), Brasil (96%) y Canadá (60%). La central de Itaipú, en el río Paraná, está situada entre Brasil y Paraguay; se inauguró en 1982 y tiene la mayor capacidad generadora del mundo (Kristiansen, 2007; UPME, 2005, 2013). En términos generales, el potencial técnico-hidroeléctrico de Colombia se puede

considerar elevado, debido al crecimiento de la demanda, la extensión montañosa y los niveles de pluviosidad en casi todo el territorio. Algunas de las estimaciones del potencial hidroeléctrico datan de 90000MW (De Greiff, 2002). En síntesis *en el caso colombiano la producción de energía y su precio (actual y futuro) está directamente relacionado con la disponibilidad de agua en los embalses lo cual es consecuencia directa del patrón estacional de clima y/o de las decisiones de generación de los agentes, por ello se reitera y destaca la existencia de un costo de oportunidad que tiene el generador eléctrico en relación a la tenencia de este recurso hídrico.*

3.2 Antecedentes del mercado eléctrico en Colombia

En Colombia la prestación del servicio de energía eléctrica se inició a finales del siglo XIX, como resultado de la iniciativa de inversionistas privados, quienes conformaron las primeras empresas que tenían por fin generar, distribuir y vender electricidad. Los primeros servicios eran de alumbrado público y posteriormente llevaron la electricidad a las zonas residenciales más adineradas de la sociedad, luego la energía llegó a fábricas, talleres y sistemas de transporte (tranvía). Las empresas privadas de la época no realizaron las inversiones necesarias para hacer las ampliaciones requeridas en el sector, por lo cual el estado intervino y se convirtió en su dueño, con el fin de impulsar la electricidad en el país. (Compañía Expertos en Mercados, 2013).

Algunos de los hechos más relevantes que resumen el proceso de evolución de la industria en Colombia fueron:

- Creación del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (1946).
- Creación de Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) (1968).
- En la década del 50 se comenzó a hablar de interconexión de los sistemas regionales, idea que se materializó con la creación de Interconexión Eléctrica S.A (ISA) en 1967.
- La recesión económica internacional de las décadas de los 70's y 80's afectaron la situación financiera de sector.
- A comienzos de los años 90's un diagnóstico realizado a las empresas estatales de electricidad mostró resultados desfavorables en términos de la eficiencia administrativa, operativa y financiera (racionamiento de energía 1991-1992).

- En 1992, el gobierno nacional reestructuró el ministerio de Minas y Energía, disolvió la Comisión Nacional de Energía y creó tres unidades administrativas especiales: la Comisión de Regulación de Energía (CRE), convertida en 1994 en la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Información Minero Energética (UIME) y la Comisión de Planeación Minero Energética (UPME).

Se puede resumir que en sus inicios (antes de la década del 90), el mercado eléctrico colombiano, estaba conformado totalmente por empresas estatales, de carácter nacional, regional, departamental y municipal, con una integración vertical desde la producción hasta la comercialización de energía. Esta estructura propició graves problemas (condiciones financieras, cobertura y calidad), lo cual se hizo evidente durante la temporada de El Niño de 1991-1992 con racionamientos hasta de un año (Santamaría et al, citado en Ossa, 2012). Con la creación de la constitución política de Colombia en 1991 se concibe un nuevo modelo económico en el sector de los servicios públicos, el cual fomenta la inversión privada, estableciendo como principios básicos el acceso y la libre competencia en el mercado (Serna, 2012). La reestructuración del sistema eléctrico se dio con la Ley 142 (Ley de servicios públicos domiciliarios de 1994) y la ley 143 (ley eléctrica de 1994), donde la estructura de conformación del mercado cambió de monopolio estatal a mercado con capital mixto y en particular con competencia en la generación (Restrepo et al., 2008b). Adicionalmente, buscando que la competencia en la generación beneficiara a los usuarios a través de la prestación de un servicio eficiente y de calidad el mercado mayorista se creó bajo el formato tipo bolsa (Pool), de formación de precios a mínimo costo mediante una subasta en la cual los generadores indican diariamente que cantidad de energía están dispuestos a despachar y su respectivo precio (Ossa, 2012).

Posteriormente, considerando las características del mercado colombiano, su alta dependencia hidrológica, la incapacidad de regulación de los embalses y la aversión al racionamiento (Ossa, 2012), fue necesario remunerar a los generadores por el respaldo a la continuidad en la operación del sistema de electricidad, lo cual se reglamentó a partir de la Resolución 071 de 1996 CREG, dicha normativa representa un esquema de remuneraciones para viabilizar las inversiones en generación de energía, en la cual el generador se compromete a proveer una determinada cantidad de energía (energía firme) en caso de ser necesario y como recompensa recibe una remuneración fija (hasta por 20

años) independientemente de su participación en el mercado mayorista (Restrepo et al., 2008b). En resumen, el mercado eléctrico colombiano es un mercado Pool, con contratación bilateral y con la adición de un mercado de cargo por confiabilidad (análogo al caso de Argentina, Brasil, Chile, Perú, España y Reino Unido). En general, el proceso de transformación del mercado colombiano tiende a terminar con la integración vertical de cada uno de los agentes del mercado haciendo uso similar del modelo IV de Hunt y Shuttleworth (1996); en el cual, los consumidores tienen acceso a los generadores de manera directa a través de los comercializadores minoristas (Serna, 2012). La estructura básica de este modelo es separar la cadena productiva en negocios independientes (generación, transmisión, distribución y comercialización) para evitar el monopolio en el mercado de energía¹¹.

3.3 Estructura del mercado eléctrico colombiano

El mercado de energía en Colombia está conformado por los agentes generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores de la energía, opera en un marco institucional de regulación, vigilancia y control, definido en las leyes 142 y 143 de 1994. La tabla 3-2 resume la conformación de dicho marco institucional.

Tabla 3-2: Composición del mercado eléctrico colombiano.

| Función | Institución | Objetivos Básicos |
|----------------------|--|--|
| Dirección | Ministerio de Minas y Energía | Establecer las políticas energéticas nacionales. |
| Planeación | Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) | Desarrollar el plan Energético Nacional. Desarrollar el Plan de Expansión del Sector Eléctrico. |
| Regulación | Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) | Reglamentos para la planificación y operación del sistema. Establecer las tarifas de usuarios regulados. |
| Consejo y Comité | Consejo Nacional de Operación (CON) Comité Asesor de Comercialización (CAC) | Aspectos técnicos para la operación segura, confiable y económica. Seguimiento y revisión de aspectos comerciales del mercado de energía mayorista (MEM). |
| Operación | XM Compañía de Expertos en Mercados | Planear y coordinar recursos del Sistema Interconectado Nacional. Administrar el sistema de intercambios comerciales de energía eléctrica. |
| Control y Vigilancia | Superintendencia de Servicios Públicos Superintendencia de Industria y Comercio | Calidad y eficiencia de los servicios públicos. Vigilar la competencia desleal y el abuso de posición dominante. |

Fuente: UPME - Subdirección de Información, DNP (2002) Contreras et al. (2011).

¹¹Para profundizar en este tema, remítase a Dyner et al., (2006).

En la tabla 3-3 se describe el rol de cada uno de los agentes en el mercado eléctrico colombiano, en la tabla 3-4 se cuantifican los agentes por categoría y en la figura 3-1, se ilustra la estructura del mercado de energía en el cual interactúan los agentes del mercado con el marco normativo de referencia.

Tabla 3-3: Características de la cadena productiva del sector eléctrico en Colombia.

| | Descripción |
|-------------------|---|
| Generadores | Desarrollan la actividad de producción de electricidad, energía que puede ser transada en bolsa, por medio de contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con grandes usuarios (usuarios no regulados). En Colombia los generadores con capacidad superior a 20MW y generación distinta a filo de agua presentan a diario sus ofertas de precio a la Bolsa y la declaración de su capacidad, para cada uno de sus recursos de generación, con los cuales el CND (Centro Nacional de Despacho), elabora el despacho (la asignación) para las 24 horas del día siguiente. Los generadores reciben un ingreso adicional por el cargo por capacidad, este pago depende del aporte que cada generador haga a la "firmeza del sistema" y de su disponibilidad real. |
| Transmisores | Encargados del transporte de la energía en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), los cuales son remunerados según una metodología de costos índices, con independencia de su uso. Existe competencia entre los transmisores existentes y potenciales por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN. Los transmisores de energía eléctrica deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad. |
| Distribuidores | Desarrollan la actividad de transporte de energía en los sistemas de distribución, correspondientes con los sistemas de transmisión regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL). Los distribuidores de energía eléctrica deben permitir libre acceso indiscriminado a los STR y a los SDL, por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad. Los ingresos que perciben los transmisores regionales y/o distribuidores locales, provienen del cobro a los agentes que accedan a la red, de dos conceptos: cargos por conexión y cargos por uso de la red a diferentes niveles de tensión. |
| Comercializadores | Prestan un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen la electricidad. En Colombia debido a la separación entre usuarios regulados y no regulados (pueden implementar contratos bilaterales) las empresas comercializadoras pueden negociar energía con destino a cualquiera de los dos mercados o pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados. |

Fuente: Aguilar & Díaz, (2004).

Tabla 3-4: Número de agentes del mercado eléctrico colombiano¹².

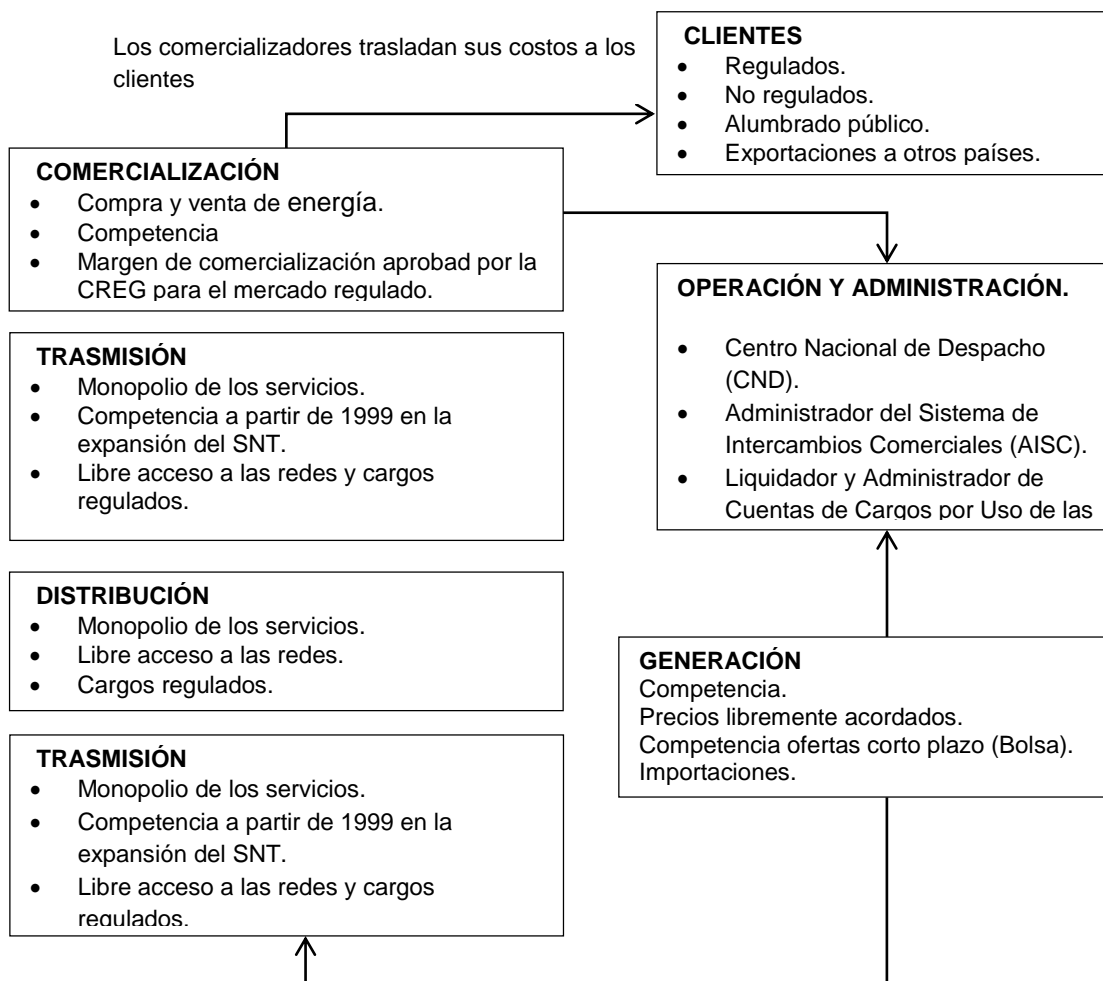
| Actividad | Registrados | Transan en Bolsa |
|---------------------------------|--------------------|-------------------------|
| Generadores | 50 | 44 |
| Transmisores | 11 | 9* |
| Operadores de red | 30 | 26* |
| Comercializadores | 92 | 64 |
| Fronteras usuarios regulados | 7.189 | |
| Fronteras usuarios no regulados | 5.422 | |
| Fronteras alumbrado público | 403 | |

*Corresponde a los agentes a los que se les liquida cargo por uso STN, STR y ADD.

Fuente: Compañía Expertos en Mercados (XM S.A), (20013).

¹²En Colombia la energía es comprada y vendida por los agentes comercializadores con destino a usuarios regulados (contrato de condiciones uniformes, tarifas reguladas por la CREG) y no regulados (demanda de potencia mayor a 100KW o de energía mayor a 55MWH/mes).

Figura 3-1: Estructura del mercado eléctrico colombiano.



Fuente: Derivex, (2010).

3.4 Precios de oferta y disponibilidad en Colombia

Como se pudo establecer anteriormente la estructura eléctrica en Colombia, está conformada en aproximadamente un 70% por abastecimiento hídrico y en un 30% restante por fuentes fósiles, por lo cual es posible deducir que el sistema eléctrico colombiano depende del nivel de los embalses. La disponibilidad hídrica en Colombia determina la formación de los precios de bolsa y de contratos a futuro; adicionalmente las condiciones meteorológicas en el país también tienen gran influencia en el precio ya que en temporadas “muy secas” los precios aumentan significativamente y la demanda puede necesitar ser atendida por unidades térmicas que son una fuente más costosa. Cuadros & Ortega, (2012)

proponen clasificar para el mercado colombiano las variables que influyen el precio en patrones de oferta, demanda y de mercado, como se muestra en la tabla 3-5.

Tabla 3-5: Patrones determinantes en el precio de la energía eléctrica en Colombia.

| Determinante de Precio | Descripción |
|------------------------|---|
| Patrones de la Oferta | El sector eléctrico colombiano, se caracteriza por ser hidrodependiente, por lo cual es sensible a la escasez del recurso hídrico causado por factores climatológicos como el fenómeno del Niño. Los patrones climatológicos en Colombia están dados por periodos: desde diciembre hasta abril corresponde a verano y los demás meses están asociados al invierno. |
| Patrones de la Demanda | En Colombia la curva de demanda de energía está compuesta en un 65% por los hogares y el alumbrado público y en un 35% por la demanda del sector industrial. Existe un patrón horario, en el cual se evidencia una demanda alta de energía en las horas 19:00, 20:00 y 21:00 y una baja demanda entre 01:00 y 07:00 y las 23:00 y 24:00. |
| Patrones de Mercado | Los mercados de energía eléctrica se caracterizan por ser de bajo impacto respecto a los ciclos económicos y de alto impacto respecto a las condiciones de almacenamiento y entrega. Debido a las limitaciones de almacenamiento y transporte de la energía eléctrica los precios de la energía en Colombia son altamente dependientes de factores climáticos y hábitos de población. |

Fuente: Cuadros & Ortega, (2012).

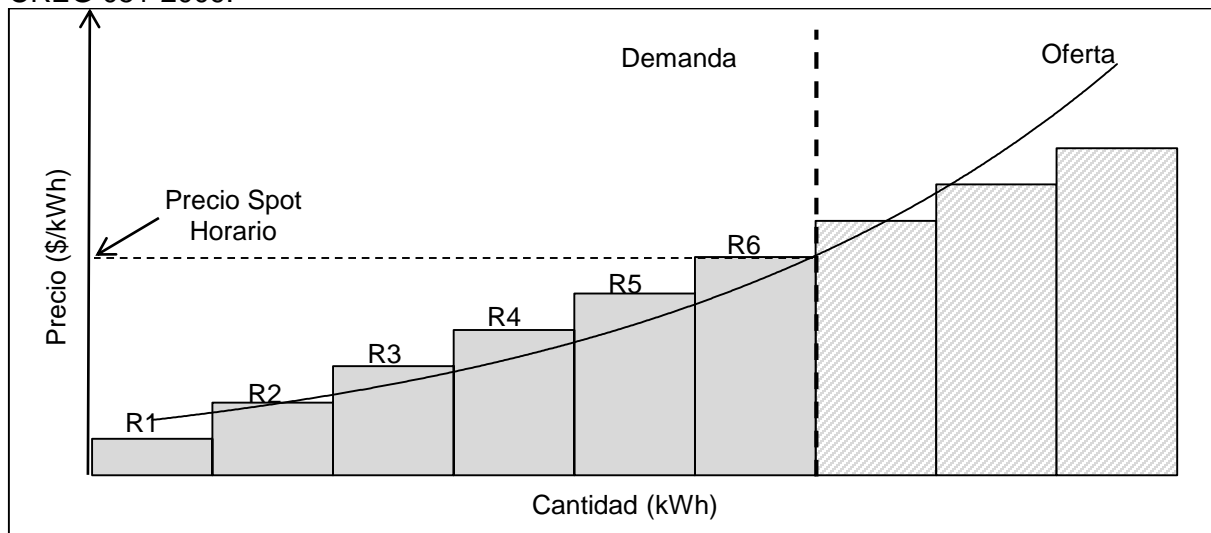
Por otro lado, el mercado colombiano de energía ofrece solo dos opciones para contratar la demanda de energía y cubrir los riesgos del mercado: Bolsa y Contratos (Derivex, 2010), la demanda comercial se distribuye aproximadamente así: 20% en transacciones en la bolsa (mercado diario, mercado *spot*) y el 80% en contratos bilaterales. A continuación se desarrollan las metodologías para el cálculo del precio de la energía en estas dos modalidades.

Formación de precios en bolsa: Los precios se ofertan en la bolsa de energía en Colombia, a través de la figura comercial de subasta en sobre cerrado. De este modo, se toman las ofertas de precio y cantidad hora a hora de cada recurso y establece un programa diario de generación igualmente hora a hora (Cano, 2012). Para el despacho económico horario, los generadores deben informar a diario al CND (Centro Nacional de Despacho) antes de las 8:00 am, una única oferta de precio, para las 24 horas del día siguiente. Dicha oferta debe estar expresada en valores enteros de \$/MWh, por cada recurso de generación (Resolución CREG 026 de 2001 y 004 de 2003). En caso de que un generador incumpla con lo pactado, el CND asumirá como precio de oferta, el menor precio ofertado para cada una de las plantas y unidades, según el caso (Aguilar & Diaz, 2004). Esta información es de carácter confidencial y es administrada por el CND y el ASIC. Sin embargo puede ser conocida a más tardar a las 9:00 am del día de despacho.

En el caso de que el CND no reciba ofertas asumirá las ofertas que se han presentado el día anterior o la última oferta válida, análogamente para la disponibilidad horaria. **En el caso de que el nivel de un embalse se encuentre por debajo del Mínimo Operativo Superior (MOS), la oferta se interviene y se cambia.** Esta intervención permite asegurar el cubrimiento de la demanda aún en condiciones de bajos caudales (el precio de intervención se calcula considerando los costos de racionamiento) (Aguilar & Diaz, 2004). Antes de la entrada en vigencia de la resolución CREG 051 de 2009 (1 de agosto de 2009), la formación del precio de bolsa correspondía al mayor precio horario de los precios ofrecidos por aquellas plantas que tuvieran generación en el despacho ideal. El despacho ideal se elaboraba a partir del orden por mérito, de manera horaria, en la cual no se consideraban los precios de las plantas inflexibles. Tal y como se muestra en la figura 3-2. Con la resolución CREG 051 del 2009, se modificó el esquema de estimación de precios en la bolsa de energía de tal manera que se pueden diferenciar dos componentes en las ofertas de las plantas térmicas: la primera componente es una oferta básica diaria basada en los costos variables de producción expresada en pesos colombianos (COP/MWh) y la otra componente es una oferta trimestral basada en los costos de arranque y parada, que se expresa en dólares americanos (USD)” (Cano, 2012). La figura 3-3, ilustra este cambio.

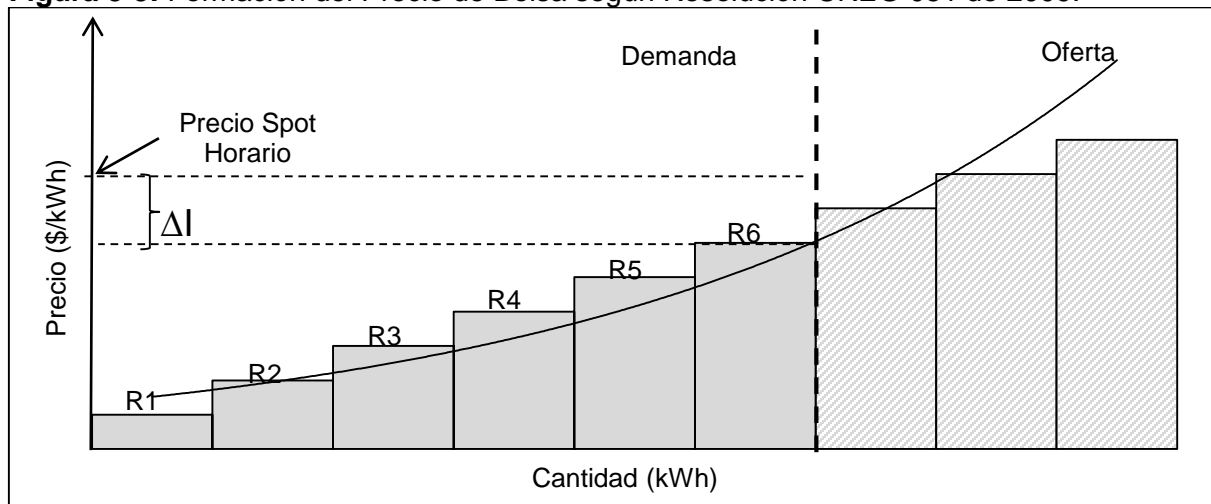
A diferencia del modelo descrito en la figura 3-2, el de la figura 3-3 contempla que para la determinación del precio de bolsa, se procede a calcular el ΔI , lo cual es un incremento en (COP/MWh), que sirve para cubrir los costos de operación de las plantas térmicas cuyos costo de arranque/parada no puedan ser cubiertos por el máximo precio de oferta (MPO), que se presentó en el sistema. A su vez el MPO *“corresponde al precio ofertado a la Bolsa de Energía de la última planta requerida para atender la demanda total más la demanda no doméstica, que no sea inflexible. Para esto, se toma la generación del despacho ideal para la atención de la demanda total más la demanda no doméstica. Con estos resultados, para cada hora se ordenan las plantas despachadas de acuerdo con las ofertas de precios a la Bolsa de Energía de menor a mayor”* (Cano, 2012). Lo anterior, tiene impacto sobre la formación del precio de bolsa, que ya no será obtenido por un proceso horario de determinar el mayor precio ofertado de la planta marginal, sino que deberá encontrarse un costo marginal horario sobre una optimización diaria y de ser necesarios se agrega una tarifa incremental (que es el dinero necesario para cubrir los costos de producción de la energía térmica que no puedan ser remunerados por el costo marginal (Cano, 2012).

Figura 3-2: Formación del precio de bolsa de la energía en Colombia antes de la Resolución CREG 051-2009.



Fuente: Adaptada de Cano, (2012).

Figura 3-3: Formación del Precio de Bolsa según Resolución CREG 051 de 2009.



Fuente: Adaptado de Cano, (2012).

Formación del precio de bolsa: Como se ha explicado en los numerales anteriores en el mercado colombiano existe predominancia de las fuente hídricas para la generación de electricidad y en una menor proporción se encuentran las plantas térmicas, adicionalmente debido a la variación en los precios de los combustibles (y en general a que este tipo de plantas posee más costos variables), es posible identificar que bajo condiciones de “normalidad” la energía térmica es más costosa que la hidráulica, razón por la cual se deben crear regulaciones como la resolución 051 que permitan la supervivencia de los

generadores térmicos, tan necesarios en temporadas de sequía (opción real por capacidad de combinar y alternar distintos métodos de generación). La forma matemática del modelo propuesto para la fijación del precio de bolsa según Cano, (2012) es:

$$\text{Min} \sum_t \sum_i Pof_i \times Q_{i,t} + Par_1 \quad (3-1)$$

Dónde: t , son las horas del día; i , es el generador; Pof , es el precio de oferta; Par es el precio de arranque o parada; Q , es la disponibilidad declarada. El modelo está sujeto a que la demanda sea menor o igual a la cantidad de energía ofertada, es decir:

$$D_t \leq \sum_i Q_{i,t} \quad (3-2)$$

Si $P_{N,j}$ es el costo para una planta térmica j y el valor $I_{N,j}$ representa los ingresos que percibiría por el MPO, (máximo precio de oferta), entonces el déficit que tienen k plantas a las cuales no se cumple que $I_{N,j}$ sea igual o superior a $P_{N,j}$, se puede recaudar de la demanda D como:

$$\Delta I_N = \frac{\sum_{j=1}^k (P_{N,j} - I_{N,j})}{\sum_{i=1}^{24} D_{N,i}} \quad (3-3)$$

Por las anteriores conclusiones el precio de bolsa en Colombia se forma como:

$$PB_{N,i} = MPO_{N,i} + \Delta I_N \quad (3-4)$$

En general, todos los generadores deben retornar al sistema un monto igual a la tarifa ΔI por su generación ideal. El sistema paga a los generadores j que resultaron deficitarios, el valor que permite cubrir los costos de arranque y parada.

$$P\Delta I_j = P_{N,j} + I_{N,j} \quad (3-5)$$

Ahora bien, según la CREG 055 de 1994 en su artículo 6 (citado por Cano, 2012): “Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrecen diariamente al CND, deben reflejar los costos variables de generación en los que se espera incurrir”. Al respecto es preciso resaltar que en Colombia, la participación en la generación de electricidad se divide en fuentes térmicas y en fuentes hídricas. Para el primer caso se tiene que el precio de oferta está dada por:

$$\begin{aligned} \text{Precio oferta plantas térmicas} \\ = CSC + CTC + COM + CAP + OCV + Utilidades \end{aligned} \quad (3-6)$$

Dónde:

- CSC es el Costo de Suministro de Combustible [\$/MWh].

- *CTC* es el Costo de Transporte de Combustible [\$/MWh].
- *COM* es el Costo de Operación y Mantenimiento [\$/MWh], que depende en gran medida del tipo de tecnología empleada gas natural, carbón y otros combustibles.
- *CAP* es el Costo de Arranque-Parada [\$/MWh], es el costo asociado a cada arranque-parada de cada unidad de generación.
- *OCV* son Otros Costos Variables [\$/MWh] Corresponden a los siguientes Costos Variables calculados por el ASIC, como: CEE (CERE), FAZNI, Aportes Ley 99 de 1993 y Costo Unitario por Servicio de AGC proporcional a la Generación.

En tanto que para las plantas hidroeléctricas, se tiene que el precio de oferta está dado por:

$$\begin{aligned} & \text{Precio oferta plantas hidráulicas} \\ & = \text{Costo de Oportunidad del agua} + \text{COM} + \text{Utilidades} \end{aligned} \quad (3-7)$$

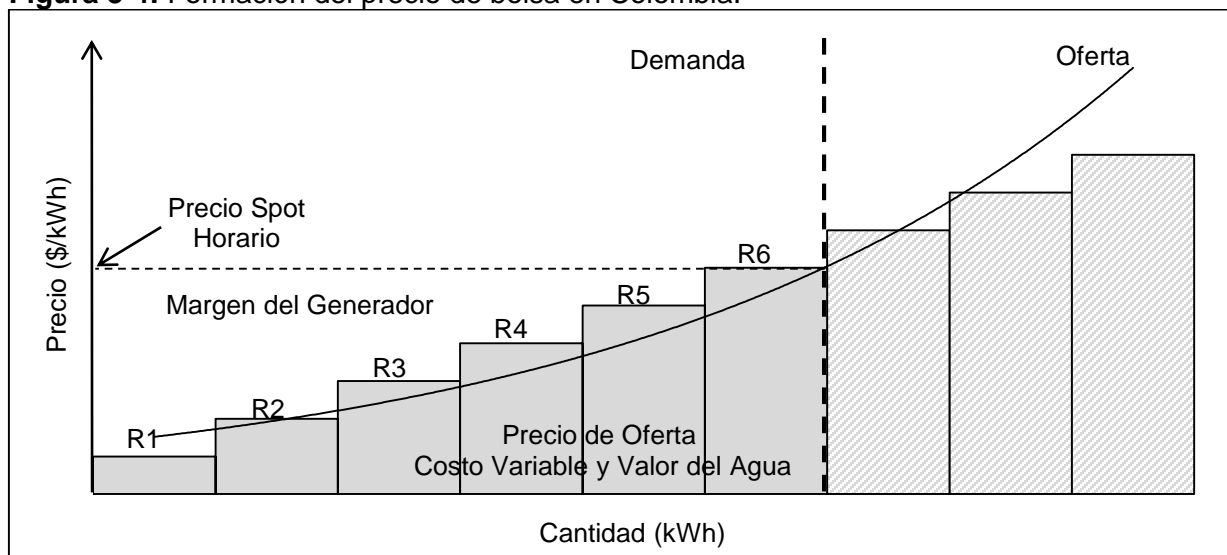
De la ecuación 3-7 es preciso identificar el componente de costo de oportunidad del agua que *hace referencia a la decisión de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta a la operación económica a mediano y largo plazo* del Sistema Interconectado Nacional y las utilidades en ambos casos (generación térmica o hidráulica), pueden estar incluidas dentro de los costos, proporcional al capital de cada uno de estos. De las anteriores definiciones de los precios de oferta para cada fuente de energía (ecuaciones 3-6 y 3-7), es posible identificar que para el caso de la energía térmica se tiene dependencia de las fluctuaciones en los precios de los combustibles y de los costos variables asociados, los cuales están plenamente identificados.

En el caso de la energía hidráulica el precio de oferta no puede ser función de los costos variables debido a que en este tipo de electricidad son casi nulos o muy bajos, en relación a los costos de inversión o costos fijos (Botterud et al., 2010), por lo tanto, este precio de oferta debe ser descrito en función de la oportunidad de dejar de generar en un momento específico para suplir la demanda futura y de la rentabilidad de dichas decisiones. En consecuencia, *estudiar el costo de oportunidad del agua equivale a conocer su valor*; en este sentido, existe una oportunidad de investigación debido a que actualmente este valor es calculado por cada uno de los generadores de forma particular, sin un método estandarizado (a pesar de que la información del mercado es la misma para todos) y no se

considera el costo del agua como una variable estratégica del mercado eléctrico colombiano, a pesar de que las evidencias muestran su impacto en la definición del precio actual y de contratos del *commodity*.

La figura 3-4 resume las variables más importantes en el proceso de formación del precio de oferta (precio de bolsa) de la energía en Colombia, en este esquema se indica que una proporción pequeña del precio de bolsa corresponde a los costos variables (sea de una fuente térmica o hidráulica), en tanto que el valor del agua (o su rendimiento por oportunidad) posee una alta participación (tabla 3-5)¹³. Para apoyar dicha afirmación se presenta la representación de dicha situación por parte de la Bolsa de Derivados Energéticos de Colombia (Derivex), en la figura 3-5.

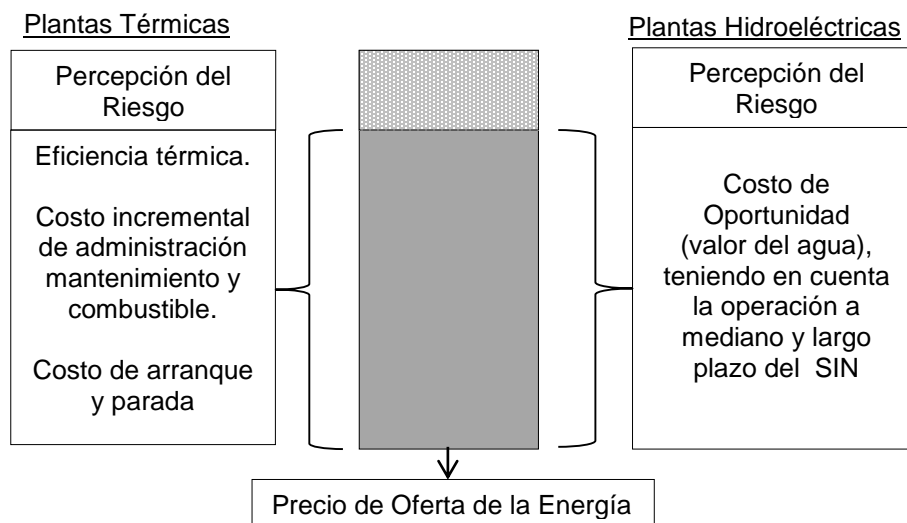
Figura 3-4: Formación del precio de bolsa en Colombia.



Fuente: Adaptada de Cano, (2012).

¹³Para mayor detalle sobre los costos existentes en la operación de una planta de generación de electricidad, se recomienda al lector consultar: “*Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia*” (UPME, 2005), dicho informe establece para cada tipo de planta (según la fuente de generación de energía), cuales son los costos asociados a su implementación y funcionamiento y como estos costos están reflejados en el precio de oferta.

Figura 3-5: Componentes del precio de oferta de la electricidad en Colombia.



Fuente: Derivex, (2010).

Formación de precios en el mercado a largo plazo: Los contratos a plazo de energía en Colombia se transan en el mercado de derivados estandarizados de energía Derivex, el cual nació de la unión entre el sector eléctrico (con la Compañía Expertos en Mercados XM) y el sector financiero (Bolsa de Valores de Colombia). El objeto social de Derivex, es la administración de una sistema de operaciones que cuenten con la calidad de valor, cuyos activos subyacentes sean energía eléctrica, gas, combustible y/u otros *commodities* energéticos y el registro de operaciones sobre dichos instrumentos (para mayor profundidad sobre el funcionamiento de Derivex, remítase a Derivex, (2013b))¹⁴.

El mercado de contratos *forward* de electricidad consiste en la realización de negociaciones bilaterales en las cuales se especifican la cantidad (generación, demanda y otras variables del mercado), el precio (para los cuales se consideran los indicadores del mercado, la prima sobre el precio *spot* y los costos de producción), las garantías (si el pago se hace previamente – prepago, pagaré en blanco, cláusula de penalización) y el pago (prepago - hasta un mes antes o pospago - hasta cuatro meses después) Derivex, (2010). Las características de los contratos a futuro en Colombia según Cuadros & Ortega, (2012) son:

¹⁴La negociación para usuarios no regulados es a través de subasta en sobre cerrado y para los usuarios regulados se pactan entre las partes las cantidades y precios (Derivex, 2013a).

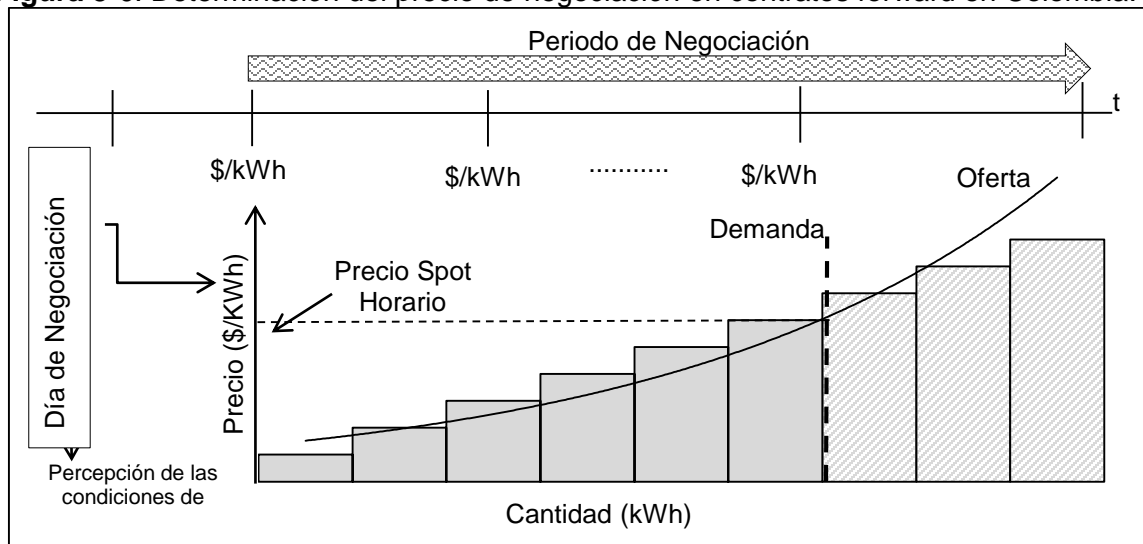
Tabla 3-6: Características de los contratos futuros de electricidad en Colombia.

| Característica | Descripción |
|--------------------------------------|--|
| Activo Subyacente | El futuro de electricidad tiene por subyacente el precio de las 24 horas de todos los días del mes de expiración de la electricidad negociada en la bolsa de energía TX1. |
| Unidad de Negociación | Expresada en pesos por kilovatios hora (\$/kWh). |
| Tamaño del Contrato | a. ELM: Tamaño del contrato: 360.000 kWh. b. ELS: Tamaño del contrato: 10.000 kWh. |
| Vencimiento | Mensual |
| Método de Liquidación | La liquidación de las operaciones en liquidación financiera por diferencias. |
| Último Día de Negociación | El último día de negociación para cada contrato de futuro de electricidad es el último día hábil del mes de expiración. |
| Día de Vencimiento del Contrato | Para cada contrato futuro ELM y ELS, el día de vencimiento es el segundo día hábil del mes siguiente al mes de expiración. |
| Precio de liquidación al Vencimiento | Es el precio promedio aritmético de los precios de referencia del subyacente de cada uno de los días del mes de expiración. Derivex calculará el primer día hábil del mes siguiente al vencimiento, el precio de liquidación al vencimiento. |
| Garantías | Toda operación realizada en el mercado requiere ser garantizada ante la Cámara de Riesgo Central de Contraparte mediante TES emitidos por el Banco de la Republica a tasa fija en pesos o efectivo. El porcentaje requerido como garantía depende del número de meses al vencimiento, para los contratos que venzan en el mes actual y los tres siguientes la garantía será del 21%, para los que se venzan en los meses 5, 6, 7,8 la garantía es del 16% y para los vencimientos de los cinco meses finales será del 12%. A medida que pasa el tiempo las garantías se ajustarán manteniendo la estructura de plazos. |

Fuente: Cuadros & Ortega, (2012).

Al igual que las transacciones en bolsa el precio sobre el que se pactan los contratos de futuros dependen de los costos variables de la generación térmica y el costo de oportunidad del agua (véase la figura 3-6).

Figura 3-6: Determinación del precio de negociación en contratos forward en Colombia.



Fuente: Derivex, (2010).

4. Metodología

No fue posible establecer un criterio unificado por parte de los generadores hidroeléctricos para la valoración del recurso hídrico en Colombia, se reconoce la existencia de un costo de oportunidad relacionado con la disponibilidad de agua en los embalses que influencia de manera significativa el precio de oferta de la energía eléctrica y de contratos a futuro sobre este bien. Se asume que cada agente productor establece políticas para la determinación del componente “costo de oportunidad del agua” que es una medida directa del valor del agua que se incluye en el precio de oferta del *commodity*; dichas políticas tienen gran impacto en el mercado ya que dadas las condiciones de predominancia hídrica en la generación de electricidad del país y los altos costos de la energía térmica, se puede inferir que existe preferencia en el despacho de plantas hidráulicas por lo cual, lo “más posible” es que la planta marginal que define el precio de oferta en el mercado *spot* sea una planta hidroeléctrica, que a su vez oferta un precio de energía de contado que impacta a todos los agentes y al consumidor final en relación al pago por el servicio. En este sentido, se identifica la necesidad de disponer de una metodología general para el mercado eléctrico colombiano que permita cuantificar objetivamente el costo del agua para producir electricidad considerando las principales variables del mercado (precio *spot*, precio de contratos a futuro, volatilidad, nivel de producción, disponibilidad de agua en embalses y expectativas de futuro sobre el precio y la tenencia de agua para la generación). Se presentó en el numeral 2.3 la teoría de derivados sobre *commodities* almacenables y el criterio de no arbitraje en la valoración de estos activos, así como dos enfoques consecuentes: la prima de riesgos y la teoría del *convenience yield*. A continuación se realiza una comparación entre ambos enfoques con el fin de justificar la selección del *convenience yield* para el cálculo del valor del agua en Colombia.

Comparación de técnicas de análisis del *forward-spot-spread*: A partir del enfoque de almacenamiento y rendimiento por conveniencia se establecerá el valor del agua para la generación de energía en Colombia, partiendo de la premisa que puede ser usada en el caso de la energía, ya que a pesar de que este *commodity* no es almacenable; si lo es la fuente de la cual depende su producción (agua, combustible, carbón etc.).

Considerando la tabla 2-2 se identificó que dicha técnica es más conveniente que la opción de la prima de riesgo en cuanto a su aplicabilidad (en términos del objetivo de análisis y parámetros de estudio) en el mercado eléctrico colombiano, la teoría de almacenamiento y *convenience yield* incluye las dos variables más relevantes en un mercado eléctrico hidrodominado, que son: la tenencia del recurso de producción (agua), el cual es almacenado en represas, que se debe entender como el inventario que le permite al generador tener flexibilidad operativa para responder a las fluctuaciones en la demanda y por otro lado la oportunidad de almacenar el agua en relación a los beneficios percibidos en determinados momentos del tiempo, cuando el generador puede captar beneficios vía venta de energía en el mercado *spot* o a través de compromisos de venta en el futuro¹⁵. Adicionalmente, es con la teoría del almacenamiento o *convenience yield*, que se puede identificar las relaciones entre el mercado de contado, el mercado de almacenamiento y el mercado de contratos a futuro a través del cálculo del *forward-spot-spread* (*convenience yield*, costo de oportunidad, rendimiento por conveniencia) que en síntesis representa la generación actual que puede conducir a pérdidas en el futuro en periodos de precios altos; valido como una alternativa para el costo de la hidrogenación en el mercado y su impacto en el valor.

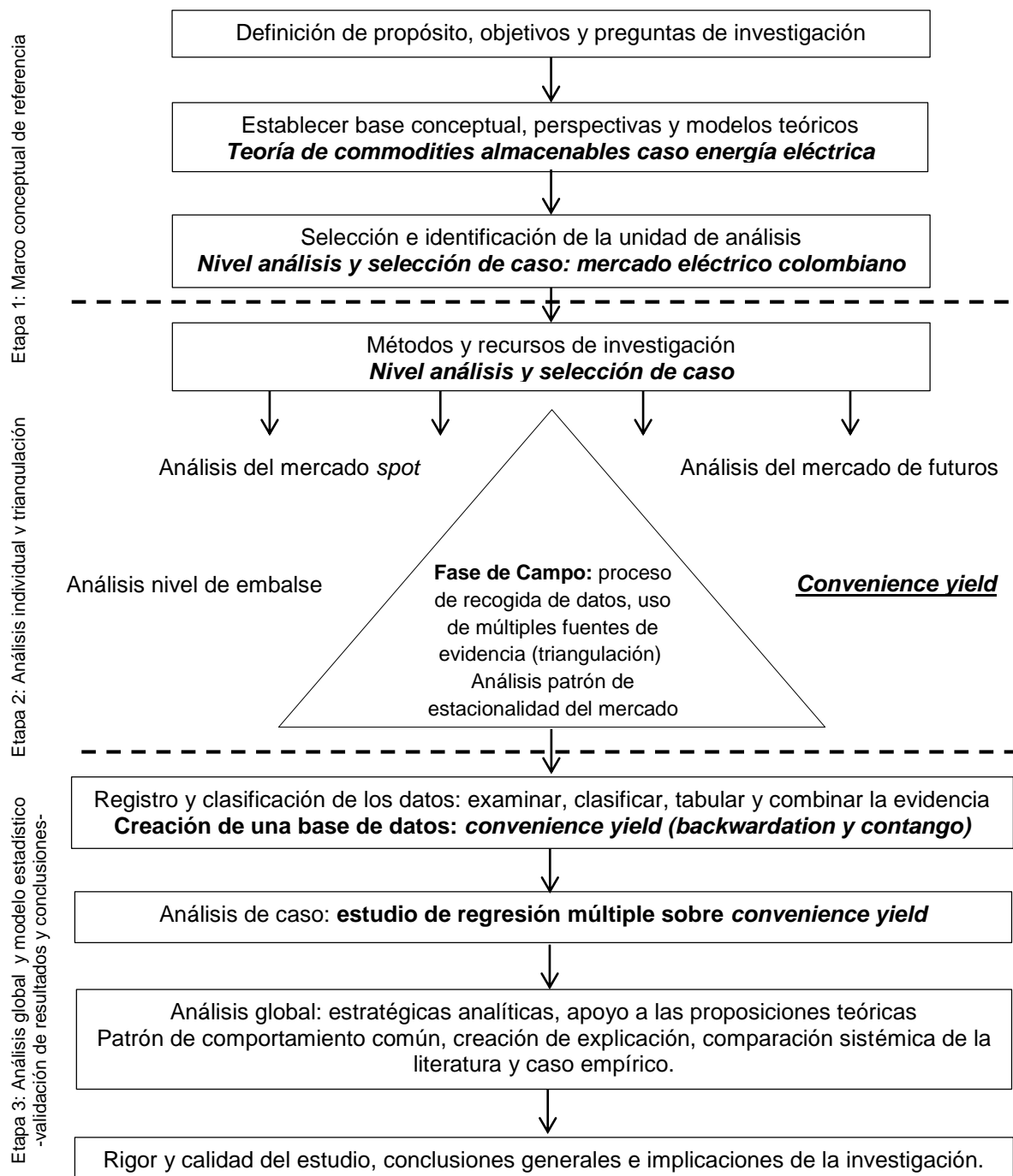
Este método de valoración para costo del agua representa una estrategia alterna al costeo con base en los costos fijos y variables y a la percepción del generador eléctrico. Por otro lado, se descarta el enfoque de la teoría de prima de riesgo, pues es limitada su aplicación debido a que solo contempla el modelamiento del precio *spot* y con ella no es posible hacer inferencia sobre las expectativas sobre la tenencia del recurso hídrico¹⁶.

¹⁵Los dos métodos no son excluyentes, la de prima de riesgo también puede aplicarse en los mercados en los cuales es imposible almacenar mercancías; en tanto que la teoría de almacenamiento por fundamentarse en el criterio de no arbitraje no se puede aplicar cuando el *commodity* no es almacenable, pues no es posible obtener una posición libre de riesgo mediante la compra de la mercancía en el mercado al contado y su venta en el mercado de futuros para un producto que no se pueda almacenar (Botterud et al., 2010).

¹⁶Respuesta a preguntas de investigación de la página 48 (preguntas 1, 2 y 3).

4.1 Etapas metodológicas y alcance de la investigación

Figura 4-1: Diseño metodológico caso empírico - Valoración del recurso agua para la producción de electricidad en Colombia.



Fuente: Adaptado de Yin, (2014).

El desarrollo del estudio empírico y la aplicación de la teoría de almacenamiento o *convenience yield* en el mercado eléctrico de Colombia se fundamentará en el seguimiento de las etapas metodológicas descritas en la figura 4-1. Por último, se resume la metodología para de investigación en la ficha técnica de la tabla 4-1.

Tabla 4-1: Ficha técnica del estudio de investigación sobre el precio de oferta de la electricidad en generadores hidráulicos.

| | |
|---|---|
| Propósito de la investigación | <ul style="list-style-type: none"> -Describir a través de un estudio empírico las variables determinantes en el proceso de fijación del precio de oferta de le electricidad en Colombia. -Comprender la aplicación de los principales conceptos y teorías sobre derivados de <i>commodities</i> almacenables en el mercado de energía de Colombia. -Identificar la importancia de la hidrogenación de energía y su impacto en el precio de oferta del mercado. -Definir el costo del agua para la generación eléctrica en el mercado Colombiano. -Comprender la relación existente entre el nivel de producción, el precio <i>spot</i>, el precio de contratos a futuro y la disponibilidad de agua para la producción de energía en el mercado eléctrico colombiano. |
| Metodología de la investigación | <ul style="list-style-type: none"> -Estudio del caso: Mercado eléctrico en Colombia – Costo de oportunidad (valor) agua. -Estudio exploratorio, descriptivo y explicativo. -Estudio cuantitativo: Análisis de regresión lineal múltiple. |
| Unidad de análisis | -Mercado eléctrico colombiano y agentes de generación basada en el recurso hídrico. |
| Ámbito geográfico | -Colombia |
| Universo | -Mercado eléctrico colombiano |
| Tipo de muestra | <ul style="list-style-type: none"> -Muestra lógica y teórica. -Muestreo no aleatorio. Bases de datos consolidadas para el mercado eléctrico en Colombia |
| Métodos de recogida de la evidencia | <ul style="list-style-type: none"> -Revisión bibliográfica. -Revisión del estado del arte. -Revisión de bases de datos e indicadores. -Revisión documental corporativa. |
| Fuentes de información | <ul style="list-style-type: none"> -Interna: documentación (memorias, informes, archivos y estudios internos). -Externa: publicaciones especializadas, bases de datos (NEON), organizaciones oficiales y medios de comunicación (UPME, Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Derivex, XM Expertos en Mercados). |
| Métodos de análisis de la evidencia | <ul style="list-style-type: none"> -Identificación de las variables que intervienen en el proceso de conformación y definición del precio de la energía eléctrica (revisión teórica a nivel global). -Búsqueda de factores explicativos en la definición del precio de oferta de la energía eléctrica en Colombia (relación con la teoría). -Búsqueda de patrones estacionales en el precio de oferta de la energía y relación con las principales variables del mercado (precio <i>spot</i>, precio de contratos futuros, volatilidad, nivel de embalse, producción y expectativas a futuro) (relación con la teoría). -Comparación sistemática y establecimiento de relaciones. -Identificación de relaciones causales (si es posible). -Soporte cuantitativo (series temporales). -Estudio de regresión lineal múltiple (variable respuesta <i>convenience yield</i>, regresoras: nivel de embalse y rezagos) |
| Enfoque científico | -Proceso deductivo (se parte de proposiciones teóricas y la revisión de la teoría). |
| Evaluación del rigor y calidad metodológica | <ul style="list-style-type: none"> -Validez interna (triangulación, lógica de ajustar, emparejar y comparar patrones, análisis de series temporales). -Validez externa (citas textuales resultados teóricos) - no se busca generalizar. |
| Periodo de estudio | Octubre 2010 – Septiembre 2014. |

Fuente: Adaptado de Villareal & Landeta, (2010).

5. Desarrollo de la metodología propuesta

En este capítulo se desarrollaran cada uno de los pasos de la propuesta metodológica de la figura 4-1. Es importante señalar que la primera etapa ya fue abordada con rigurosidad en numerales anteriores (véase tabla 5-1 de resumen de contenidos).

Tabla 5-1: Resumen de contenidos y cumplimiento de la metodología.

| Descripción - Etapa 1 - Metodología | Cumplimiento - Datos |
|--|--|
| <u>Fase 1:</u> Definición de propósito, objetivos y preguntas de investigación. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Capítulo 1 - Problema de investigación y objetivos. ▪ Capítulo 3 - Preguntas de investigación. ▪ Capítulo 4 - Protocolo de investigación (tabla 4-2). |
| <u>Fase 2:</u> Establecer base conceptual , perspectivas y modelos teóricos | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Capítulo 2 - Marco teórico en derivados de energía. ▪ Capítulo 3 - Mercado energético colombiano. ▪ Capítulo 3 - Teorías <i>convenience yield</i> y prima de riesgo. |
| <u>Fase 3:</u> Selección e identificación de la unidad de análisis | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Capítulo 3 - Mercado energético colombiano. ▪ Capítulo 3 - Proceso de fijación del precio de oferta. |
| <u>Fase 4:</u> Métodos y recursos de investigación | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Capítulo 4 - Protocolo de investigación (tabla 4-2). |

Fuente: Elaboración propia.

5.1 Métodos y recursos de investigación – fase de campo

En esta fase se propone analizar de forma individual los insumos de información para el cálculo del *convenience yield*, presentando un análisis de estadística descriptiva para cada una de las series de tiempo vinculadas (precio *spot*, precio de contratos de futuro, nivel de reservas de agua para la hidrogenación y tasa de interés libre de riesgo), identificando relaciones entre estas variables y su impacto en la determinación del costos del agua (triangulación de la información).

Variable precio de bolsa nacional – precio *spot*: En esta sección se analiza la serie de tiempo del precio diario de bolsa nacional (precio de oferta) de la energía eléctrica en Colombia, expresado en \$/kWh para el periodo de tiempo comprendido desde el 01/01/2010 hasta el 30/09/2014. Los datos fueron obtenidos del portal BI de Derivex. Adicionalmente, debido a que en el mercado de energía del país se define un precio de bolsa por hora, se tomó como referencia de precio diario para este análisis, el promedio de los 24 precios intrahorarios definidos por el operador del mercado. La tabla 5-2 resume las principales características del conjunto de datos, en tanto que en la figura 5-1 ilustra el comportamiento de la serie.

Tabla 5-2: Estadística descriptiva – serie de tiempo precio de bolsa nacional diario.

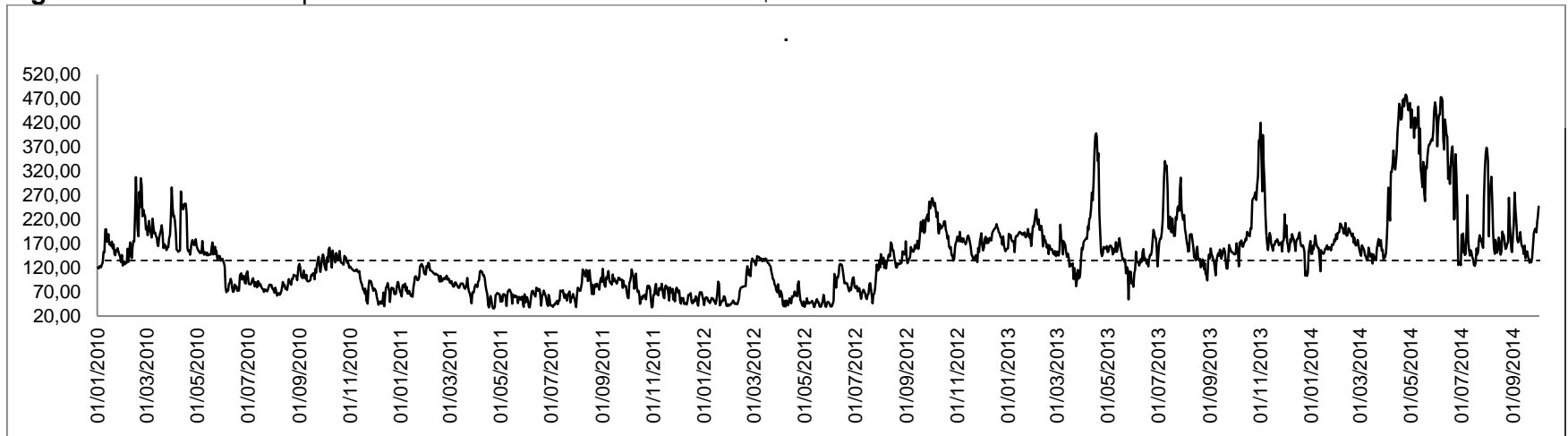
| Nombre de la serie: | Precio diario de bolsa nacional promedio de energía eléctrica en Colombia | | |
|------------------------|---|--------------------------|-------------------------|
| Unidades: | \$/kWh | Periodo de Tiempo: | 01/01/2010 – 30/09/2014 |
| Número de Datos: | 1736 | Curtosis | 3,24 |
| Media | 142,43 | Coeficiente de asimetría | 1,57 |
| Mediana | 135,45 | Mínimo | 35,36 |
| Desviación Estándar: | 82,23 | Máximo | 478,87 |
| Varianza de la Muestra | 6761,71 | Variación Media | 0,96% |

Fuente: Elaboración propia.

A partir de la figura 5-2, es posible observar que el precio *spot* diario en el periodo de estudio, fluctúa significativamente (desviación estándar 82,23); además, no presenta patrones de tendencia global y estacionalidad claramente definidos. Por otro lado, se evidencia en la gráfica (5-1) la reversión a la media de los datos (característica habitual en el precio de la energía). En el caso de Colombia el precio de oferta de la energía eléctrica toca su punto más bajo en abril del 2011 (35,36 \$/kWh) y su punto más alto en abril del 2014 (478,87\$/kWh) con una media histórica de 142,43 \$/kWh, la cual es superada en todas las observaciones a partir de agosto de 2012. Para identificar posibles estacionalidades se presenta en la figura 5-2 el precio mensual promedio por año de estudio del precio de bolsa, a partir de esta gráfica es posible inferir que generalmente el precio *spot* de energía normalmente fluctúa entre 50,40 \$/kWh y 200 \$/kWh, sin embargo en el año 2014 (abril – julio) se observa un comportamiento atípico, tendencia alcista; donde se exhiben los máximos precios históricos (fluctuaciones entre 200\$/kWh y 390 \$/kWh, contribuyendo a una variación anual promedio respecto al año anterior del 34,74%). Este fenómeno es consecuente con el último periodo de “sequía” y amenaza de fenómeno de El Niño que se presentó entre el abril y septiembre del 2014¹⁷. En este sentido también se observa la tendencia a la estabilización del precio en condiciones meteorológicas más beneficiosas para la hidrogenación eléctrica a partir del mes de septiembre. Finalmente, se concluye que los meses donde la energía eléctrica es más costosa en orden decreciente son: abril, octubre, mayo, febrero, junio y septiembre y este patrón es consistente en los años de análisis (véase figura 5-2).

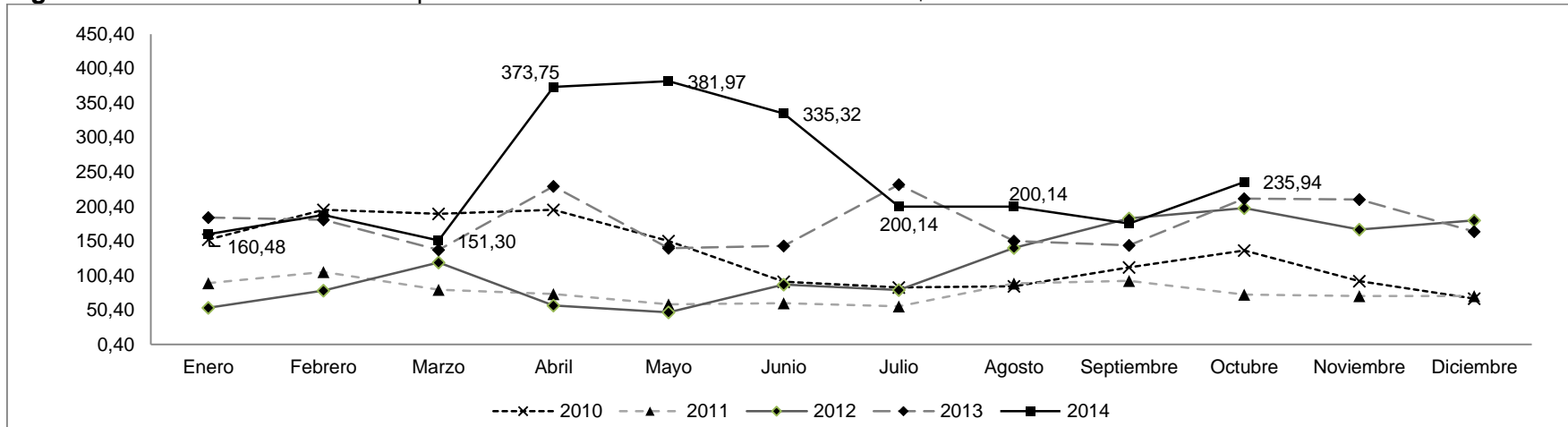
¹⁷En abril del 2014 las reservas energéticas estuvieron en niveles inferiores a los registros de ocasiones anteriores de sequía, obligando a los agentes hidráulicos a reducir la generación antes de iniciarse este fenómeno climatológico como medida preventiva para garantizar el suministro durante los próximos meses. De igual forma por la temporada seca las tarifas en el mercado regulado se incrementaron de forma temporal aumento del 2% por estrato socioeconómico (*Boletín informativo EPM: Por temporada seca las tarifas se incrementan de manera temporal*, 2014).

Figura 5-1: Precio diario promedio de bolsa nacional - Cifras en \$/kWh.



Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

Figura 5-2: Promedio mensual del precio de bolsa nacional diario – Cifras en \$/kWh.



Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

Tratamiento de la variable precio spot para el cálculo del *convenience yield* (spot modificado): La variable precio de bolsa diaria nacional debe ser transformada para el cálculo del *convenience yield*, con el fin de que pueda ser comparable con la serie de datos de los precios a futuro. Lo anterior, se debe a que el precio del contrato a futuro reportado, corresponde al precio de liquidación del futuro que equivale al promedio mensual de los precios de bolsa en el mes de vencimiento (véase tabla 3-6), es decir, puede ser interpretado como “un índice”, en tanto que la serie de precios diarios anteriormente descrita no lo es. De acuerdo con lo anterior, será necesario redefinir la serie de precios en el mercado de contado como: S_t^* :

$$S_t^* = \frac{S_1 + S_2 + \dots + S_{30}}{30} \quad (5-1)$$

Esta nueva serie del precio *spot* (S_t^*), se conformó a partir de la serie convencional del precio de bolsa (S_t). Por lo tanto, se tienen datos desde el 02/11/2010 hasta 30/09/2014 y es precisamente sobre este periodo de tiempo en el cual se calculará el costo del agua (figura 5-3)¹⁸.

Tabla 5-3: Estadística descriptiva – serie de tiempo precio de bolsa diario modificado.

| Precio diario de bolsa nacional promedio de energía eléctrica en Colombia | | | |
|---|---|--------------------------|-------------------------|
| Nombre de la serie: | Precio diario de bolsa nacional promedio de energía eléctrica en Colombia | | |
| Unidades: | \$/kWh | Periodo de Tiempo: | 02/11/2010 – 30/09/2014 |
| Número de Datos: | 1429 | Curtosis | 2,15 |
| Media | 142,78 | Coeficiente de asimetría | 1,3181 |
| Mediana | 137,81 | Mínimo | 46,078 |
| Desviación Estándar: | 79,69 | Máximo | 430,88 |
| Varianza de la Muestra | 6351 | Variación Media | 0,03% |

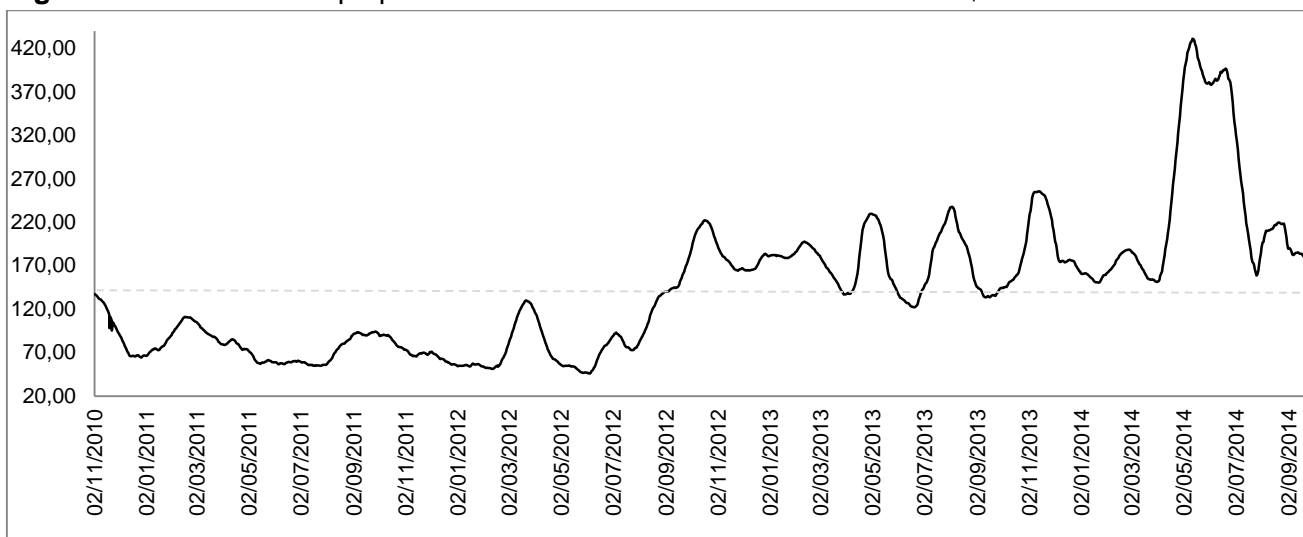
Fuente: Elaboración propia

Variable precio de contratos de futuro: En este apartado se describe la evolución del precio de los contratos de futuro a 30, 60 y 90 días a partir de la fecha de apertura del mercado de derivados energéticos en Colombia (04/10/2010), hasta el 30/09/2014; los

¹⁸ A partir de la figura 5-3, se observa que el comportamiento del precio *spot* (en su versión “índice”), representa la tendencia marcada por el precio diario (sin modificaciones), las conclusiones en relación al comportamiento de la serie son similares. Sin embargo ambas series difieren en relación a su volatilidad (como se demostrará más adelante en las figuras 5-7 y 5-8).

valores observados se encuentran en \$/kWh. La tabla 5-4, presenta las principales estadísticas descriptivas para cada una de las series de contratos a plazo.

Figura 5-3: Serie de tiempo precio de bolsa diario modificado – Cifras en \$/kWh.



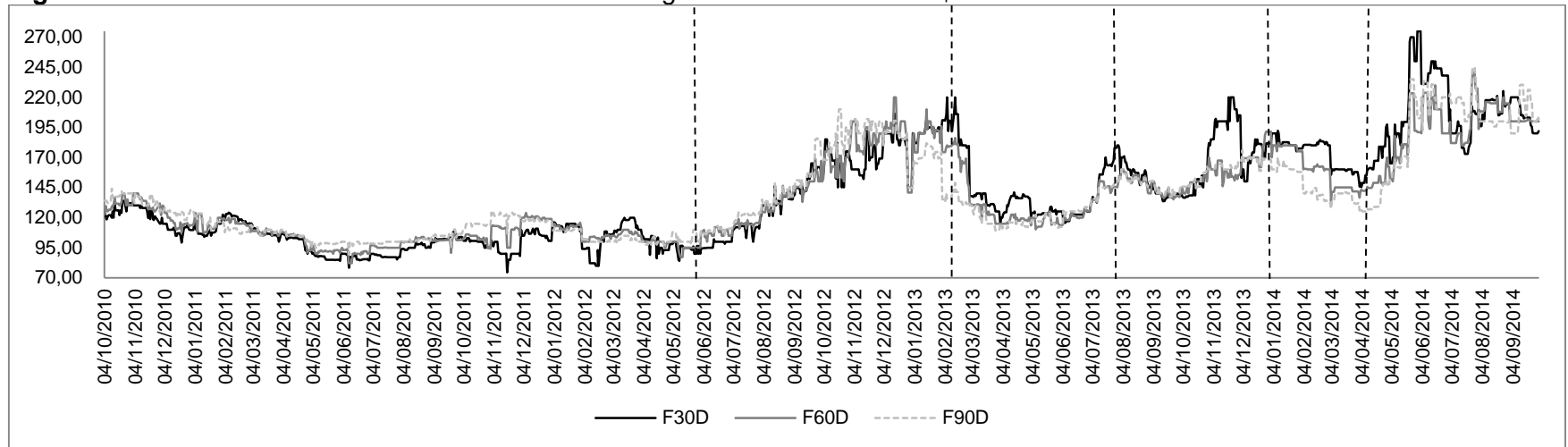
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5-4: Estadística descriptiva –series de tiempo precios de contratos a futuro días.

| Precio diario de contrato de futuro de 30 días (F30D) | | | |
|--|----------|-------------------------|-------------------------|
| Unidades: | \$/kWh | Periodo de Tiempo: | 04/10/2010 – 30/09/2014 |
| Número de Datos: | 1.458 | Curtosis | -0,36 |
| Media | 139,59 | Coficiente de asimetría | 0,68 |
| Mediana | 129,00 | Mínimo | 74,42 |
| Desviación Estándar: | 41,84 | Máximo | 275,00 |
| Varianza de la Muestra | 1.750,82 | Variación Media | 0,10% |
| Precio diario de contrato de futuro de 60 días (F60D) | | | |
| Unidades: | \$/kWh | Periodo de Tiempo: | 04/10/2010 – 30/09/2014 |
| Número de Datos: | 1.458 | Curtosis | -0,57 |
| Media | 137,16 | Coficiente de asimetría | 0,68 |
| Mediana | 126,00 | Mínimo | 82,00 |
| Desviación Estándar: | 35,46 | Máximo | 240,79 |
| Varianza de la Muestra | 1.257,62 | Variación Media | 0,09% |
| Precio diario de contrato de futuro de 90 días (F90D) | | | |
| Unidades: | \$/kWh | Periodo de Tiempo: | 04/10/2010 – 30/09/2014 |
| Número de Datos: | 1.458 | Curtosis | 0,05 |
| Media | 137,38 | Coficiente de asimetría | 0,95 |
| Mediana | 127,08 | Mínimo | 89,44 |
| Desviación Estándar: | 34,79 | Máximo | 45,00 |
| Varianza de la Muestra | 1.210,60 | Variación Media | 0,07% |

Fuente: Elaboración propia.

Figura 5-4: Precio diario de contratos de futuro de energía eléctrica - Cifras en \$/kWh.



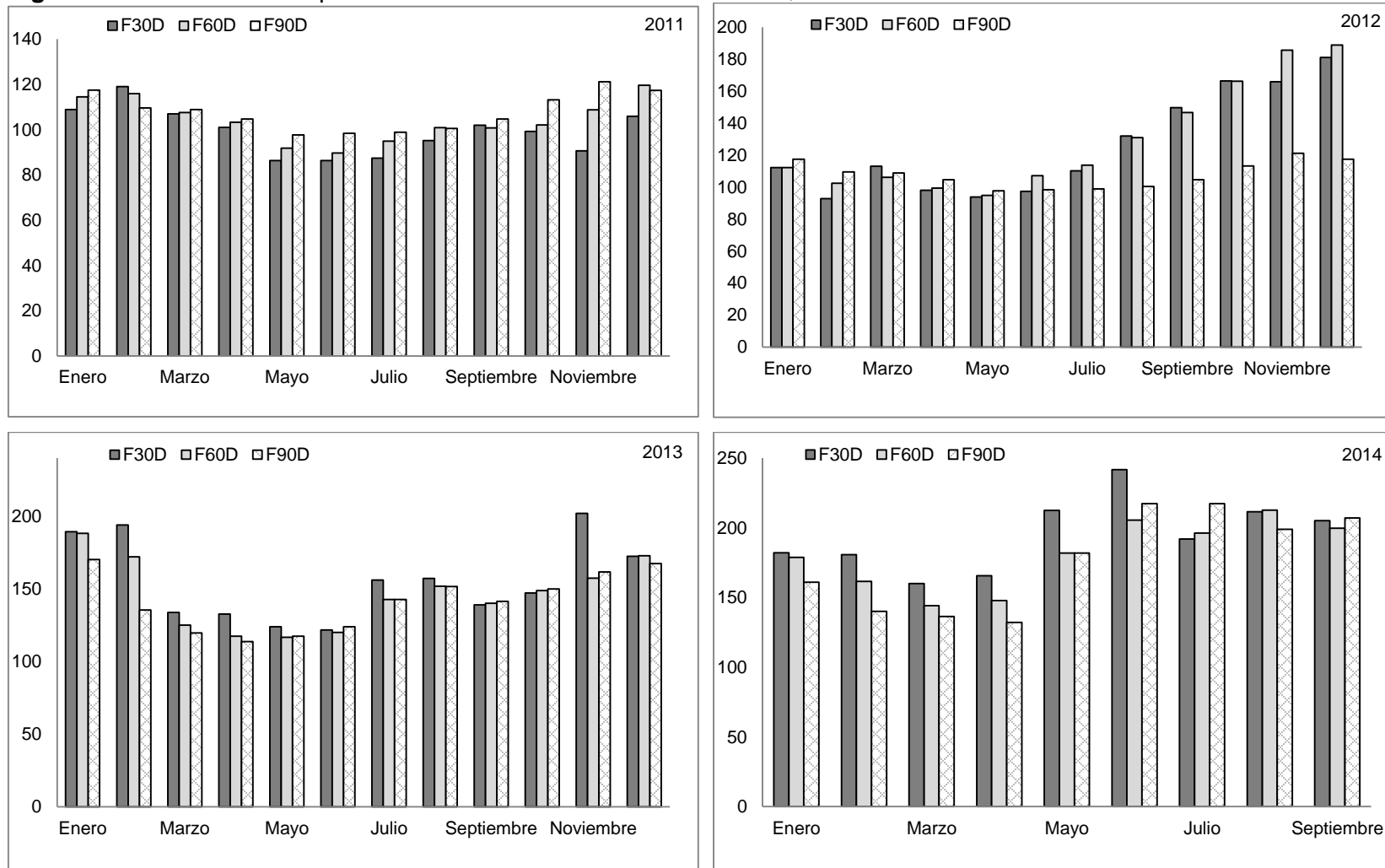
Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

Tabla 5-5: Precio promedio mensual de contrato a futuro - Cifras en \$/kWh.

| Mes | 2010 | | | 2011 | | | 2012 | | | 2013 | | | 2014 | | |
|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | F30D | F60D | F90D | F30D | F60D | F90D | F30D | F60D | F90D | F30D | F60D | F90D | F30D | F60D | F90D |
| Enero | | | | 109,37 | 114,95 | 117,92 | 112,75 | 112,66 | 109,65 | 189,79 | 188,63 | 170,66 | 182,41 | 179,29 | 161,42 |
| Febrero | | | | 119,51 | 116,41 | 110,00 | 93,34 | 102,81 | 100,50 | 194,32 | 172,38 | 135,91 | 181,07 | 161,98 | 140,55 |
| Marzo | | | | 107,46 | 108,00 | 109,27 | 113,57 | 106,68 | 101,87 | 134,22 | 125,49 | 120,02 | 160,37 | 144,49 | 136,82 |
| Abril | | | | 101,47 | 103,67 | 105,16 | 98,46 | 99,77 | 99,58 | 133,02 | 117,90 | 114,05 | 166,00 | 148,22 | 132,55 |
| Mayo | | | | 86,82 | 92,27 | 98,11 | 94,37 | 95,30 | 103,05 | 124,39 | 117,12 | 117,72 | 212,93 | 182,32 | 182,37 |
| Junio | | | | 86,74 | 90,14 | 98,85 | 97,77 | 107,60 | 109,85 | 122,07 | 120,49 | 124,38 | 242,08 | 205,87 | 217,79 |
| Julio | | | | 87,81 | 95,39 | 99,34 | 110,67 | 114,14 | 120,84 | 156,45 | 142,99 | 142,99 | 192,41 | 196,65 | 217,69 |
| Agosto | | | | 95,66 | 101,32 | 100,92 | 132,52 | 131,47 | 135,48 | 157,63 | 152,11 | 151,94 | 211,93 | 212,99 | 199,27 |
| Septiembre | | | | 102,36 | 101,25 | 105,16 | 150,21 | 147,08 | 156,98 | 139,36 | 140,44 | 141,81 | 205,57 | 200,14 | 207,41 |
| Octubre | 126,47 | 130,95 | 137,83 | 99,65 | 102,47 | 113,63 | 166,91 | 166,68 | 182,45 | 147,58 | 149,20 | 150,25 | | | |
| Noviembre | 125,08 | 131,96 | 133,68 | 91,11 | 109,18 | 121,66 | 166,42 | 186,16 | 196,62 | 202,34 | 157,68 | 161,98 | | | |
| Diciembre | 110,20 | 116,86 | 123,87 | 106,33 | 120,00 | 117,84 | 181,59 | 189,34 | 185,11 | 172,78 | 173,13 | 167,73 | | | |
| Promedio Anual | 120,33 | 126,38 | 131,57 | 99,40 | 104,53 | 108,15 | 126,71 | 130,07 | 133,60 | 155,92 | 146,39 | 141,73 | 195,02 | 181,50 | 177,63 |

Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

Figura 5-5: Precio mensual promedio de contratos a futuro - Cifras en \$/kWh.

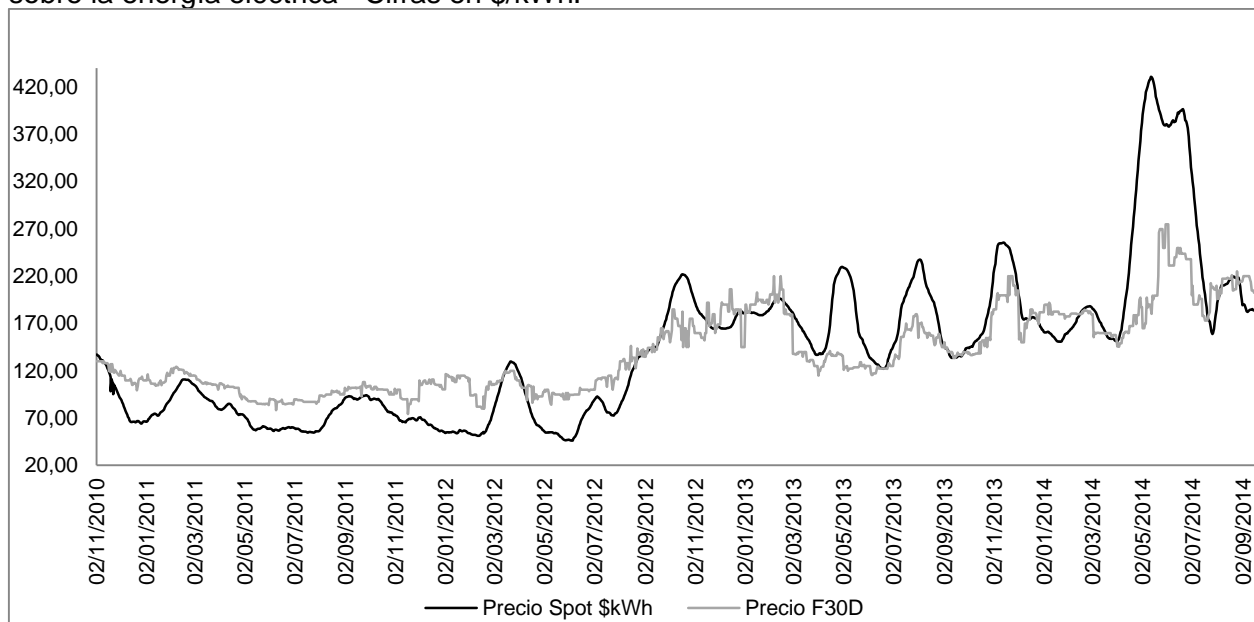


Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

También fue posible asociar un patrón cuadrático en la tendencia anual de los precios de contratos a futuro (véase figuras 5-4 y 5-5), de este modo, se observa que los contratos de futuro sobre la energía eléctrica en Colombia exhiben sus máximos precios en los primeros meses del año (enero, febrero) y en los últimos meses del año (noviembre, diciembre), cuyo vencimiento coincide con las temporadas de precios de bolsa relativamente “altos”.

Se observó una correlación positiva entre las series de datos del precio de bolsa nacional modificado y la de contratos de futuro (85,33%, 74,76%, 73,12% para contratos a futuro de 30, 60 y 90 días respectivamente); nótese que en temporadas de precios de contado alcistas también se incrementa el precio del contrato de futuro).

Figura 5-6: Comparación entre el precio *spot* modificado y el precio del contrato a 30 días sobre la energía eléctrica - Cifras en \$/kWh.



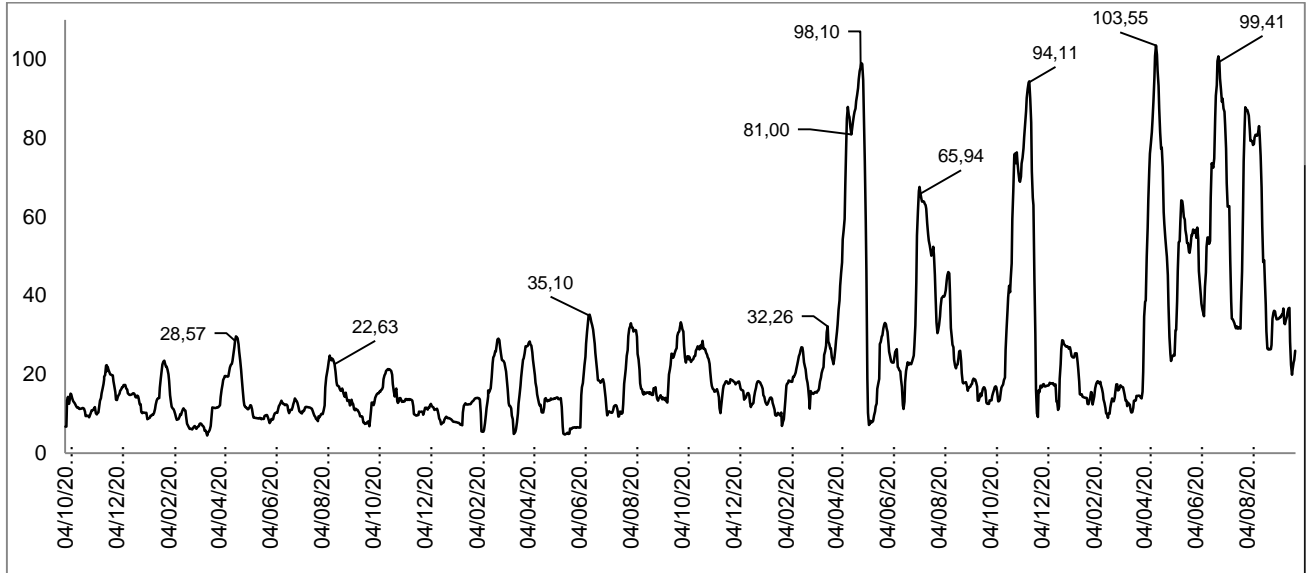
Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

En la gráfica 5-6, se compara la curva de precio diario de contratos de futuro a 30 días, con el precio de bolsa medio modificado; al respecto, se puede indicar que el precio a futuro superó al precio de bolsa diario promedio durante los primeros años de análisis (2010 - 2012). Sin embargo, esta situación cambia a partir de julio de 2012 donde predominan los precios al contado (es mayor el precio *spot* que el precio de futuro, estado *backwardation*).

Variable volatilidad del precio spot: El comportamiento de los precios de bolsa y de los precios a futuro no solo dependen de la oferta y demanda en el mercado; la volatilidad es un factor determinante en el valor de los *commodities* y los productos derivados vinculados a ellos. Adicionalmente la volatilidad impacta significativamente en el flujo de efectivo para los generadores en el corto plazo y en la planificación de almacenamiento de agua para la producción energética. La volatilidad del precio de la energía parece ser la causa de varios fenómenos que describen las interacciones entre las variables del mercado eléctrico. Una de las causas de la volatilidad de los precios son las fluctuaciones en la función de demanda neta (véase figura 5-7), que su vez es el resultado de los cambios en el consumo y la producción. Por su parte, las propias variaciones de los precios (causados por cambios en la demanda u otros factores) producen consumo y producción fluctuante (un incremento en la volatilidad del precio está acompañado por un incremento en la volatilidad de la producción y el consumo), esto también implica un aumento en la necesidad de conservar inventarios y por tanto en la demanda y precio de almacenamiento (que en el caso de las represas hidroeléctricas no es representativo). Por otro lado, al incrementarse la volatilidad, también se puede obtener como resultado, la disminución de la demanda neta, debido a que el aumento de la volatilidad también propicia el incremento del valor del agua para los generadores (la valoración realizada del recurso) generando una opción operativa equivalente a la posibilidad de producir ahora en un ejercicio con un costo igual al marginal de producción y un pago equivalente al precio *spot*. De acuerdo con lo anterior, estas opciones añaden un costo de oportunidad para la generación eléctrica actual (costo de ejercer las opciones en lugar de preservar las reservas de agua) por lo cual finalmente se concluye que un aumento en la volatilidad del precio de contado aumenta el costo de oportunidad del agua.

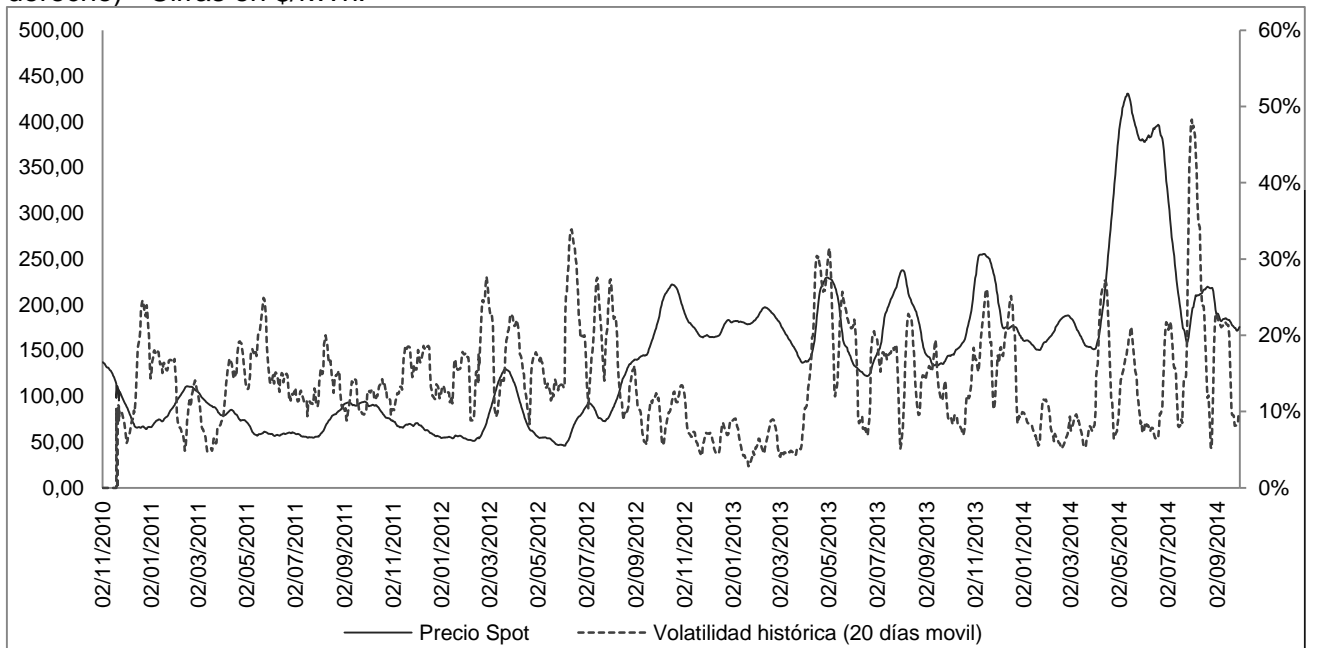
Note a partir de la figuras 5-7 y 5-8, que cambios en el precio *spot* (original y/o modificado para este ejercicio), producen crecimiento en el nivel de volatilidad y en la demanda por contratos a futuro. El precio de contrato a futuro (en este caso a 30 días, figura 5-8), también es susceptible a las variaciones del mercado de contado y la volatilidad, ya que en periodos de alza del precio *spot* (original y/o modificado para este ejercicio), también se percibe aumento en la demanda y el valor de los contratos de futuro (correlación fuerte positiva del 85,37% entre el precio *spot* modificado y el precio de contratos a futuro de 30 días).

Figura 5-7: Volatilidad histórica del precio de bolsa nacional (original) - Cifras en \$/kWh.¹⁹



Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

Figura 5-8: Precio diario promedio de bolsa nacional modificado (eje vertical izquierdo) y volatilidad histórica del precio diario promedio de bolsa nacional modificado (eje vertical derecho) - Cifras en \$/kWh.



Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

¹⁹Para calcular la serie de tiempo de volatilidad diaria, se tomó la desviación estándar móvil para cada 20 días de la serie histórica (para el *spot* convencional y modificado respectivamente), multiplicada por la raíz cuadrada de 252.

Hasta este punto se ha evidenciado en el mercado colombiano y en el periodo de análisis (2010 – 2014) la existencia de relaciones entre el precio *spot* (original y/o modificado para este ejercicio), su volatilidad histórica y los precios de futuro, como consecuencia de cambios en la demanda (con menor influencia, véase gráfico 5-9) y las variaciones meteorológicas. Sin embargo, para comprender las interacciones entre las distintas variables del mercado eléctrico en Colombia, hace falta revisar el impacto sobre las variables ya descritas que tiene el nivel de reservas de agua para la generación eléctrica.

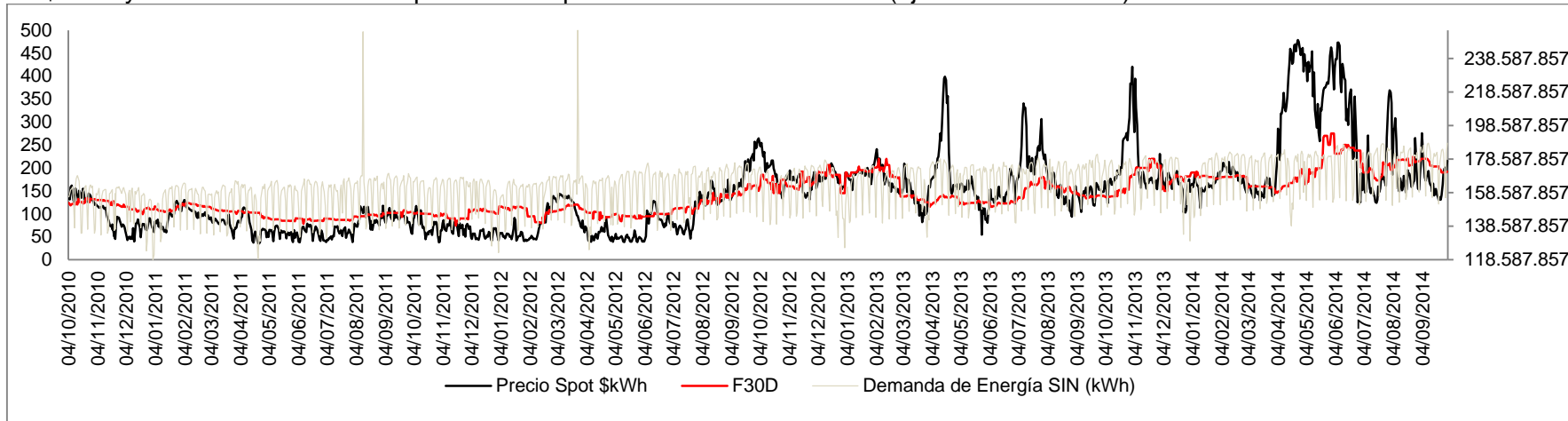
Variable nivel de embalse - reserva de agua disponible para la generación hidroeléctrica: Las series de datos disponibles en el portal BI de Derivex, informan sobre la cantidad de agua disponible diariamente en cada una de las 21 represas del sistema de producción de energía en Colombia en términos de volumen (Mm³), volumen en porcentaje de reserva disponible (%) y volumen en energía (kWh). Para obtener un valor diario de reserva para el mercado en general se promediaron los valores diarios reportados en cada represa, el periodo de observación abarca desde el 01/01/2010 hasta el 03/10/2014 (figura 5-10 y tabla 5-6).

Tabla 5-6: Estadística descriptiva series de tiempo volumen diario promedio de reserva.

| Promedio de volumen diario Mm³ | | | |
|--|----------------------|--------------------------|-------------------------|
| Unidades: | Mm ³ | Periodo de Tiempo: | 01/01/2010 – 03/10/2014 |
| Número de Datos: | 1737 | Curtosis | 2,52 |
| Media | 353,88 | Coeficiente de asimetría | -0,68 |
| Mediana | 366,67 | Mínimo | 0,00 |
| Desviación Estándar: | 49,91 | Máximo | 463,84 |
| Varianza de la Muestra | 2490,71 | Variación Media | 0,00% |
| Promedio de volumen diario porcentaje | | | |
| Unidades: | % | Periodo de Tiempo: | 01/01/2010 – 03/10/2014 |
| Número de Datos: | 1737 | Curtosis | -24,76% |
| Media | 64,61% | Coeficiente de asimetría | -7,15% |
| Mediana | 64,65% | Mínimo | 28,56% |
| Desviación Estándar: | 12,81% | Máximo | 95,47% |
| Varianza de la Muestra | 1,64% | Variación Media | 0,00% |
| Promedio de volumen diario energía kWh | | | |
| Unidades: | \$/kWh | Periodo de Tiempo: | 01/01/2010 – 03/10/2014 |
| Número de Datos: | 1737 | Curtosis | -1,07 |
| Media | 550898137,56 | Coeficiente de asimetría | -0,22 |
| Mediana | 553905700,00 | Mínimo | 328906580,95 |
| Desviación Estándar: | 106382431,64 | Máximo | 745535157,14 |
| Varianza de la Muestra | 11317221761029200,00 | Variación Media | 0,00% |

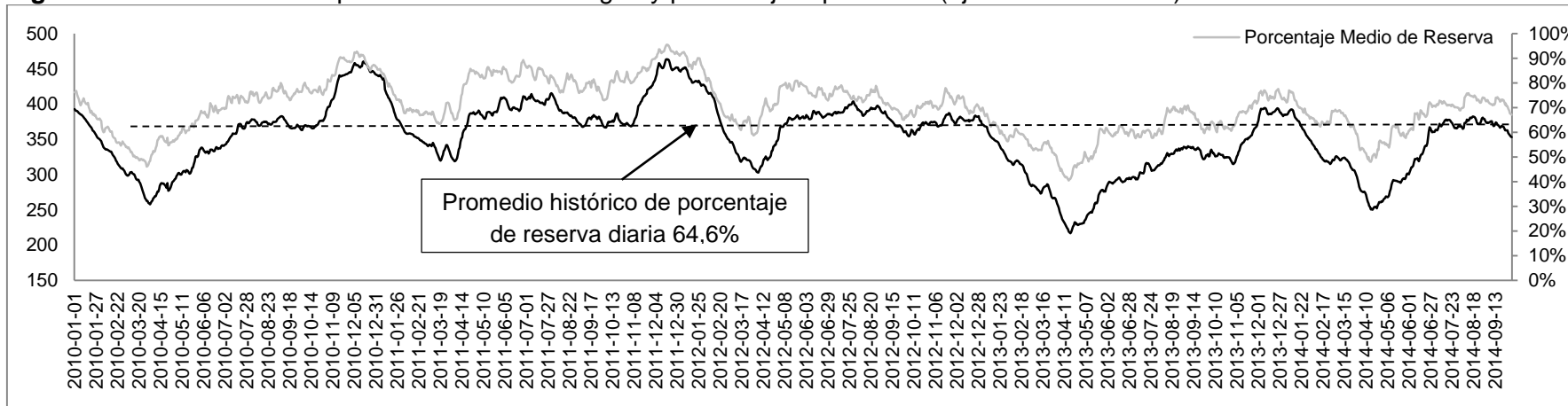
Fuente: Elaboración propia

Figura 5-9: Precio diario promedio de bolsa nacional, precio diario de contrato de futuro a 30 días (eje vertical izquierdo) - Cifras en \$/kWh y volatilidad histórica del precio diario promedio de bolsa nacional (eje vertical derecho).



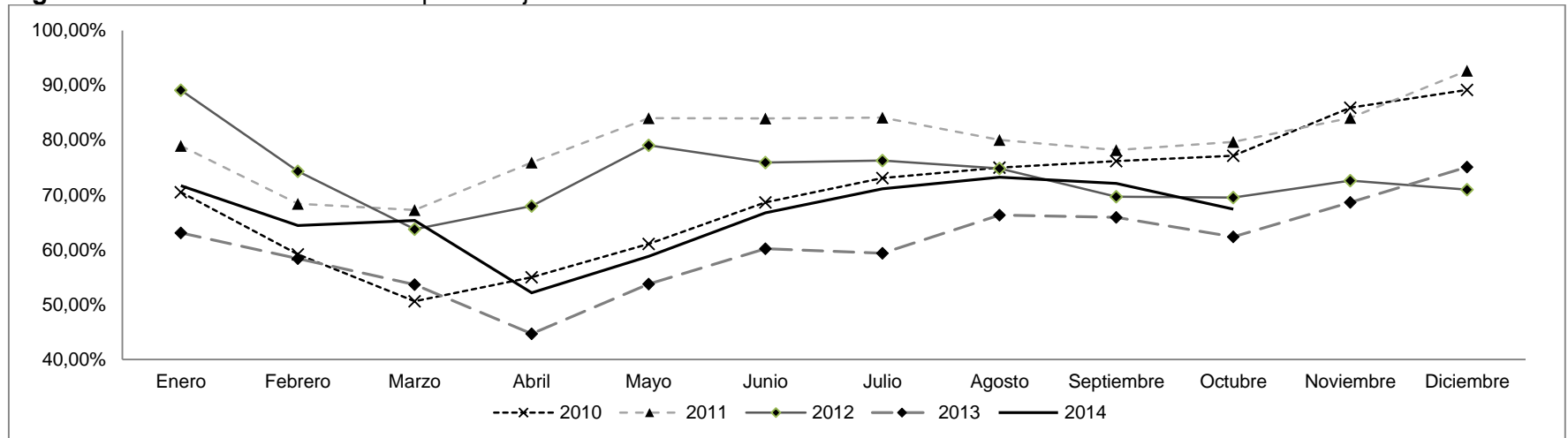
Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

Figura 5-10: Reserva diaria promedio en Mm³ de agua y porcentaje equivalente (eje vertical derecho).



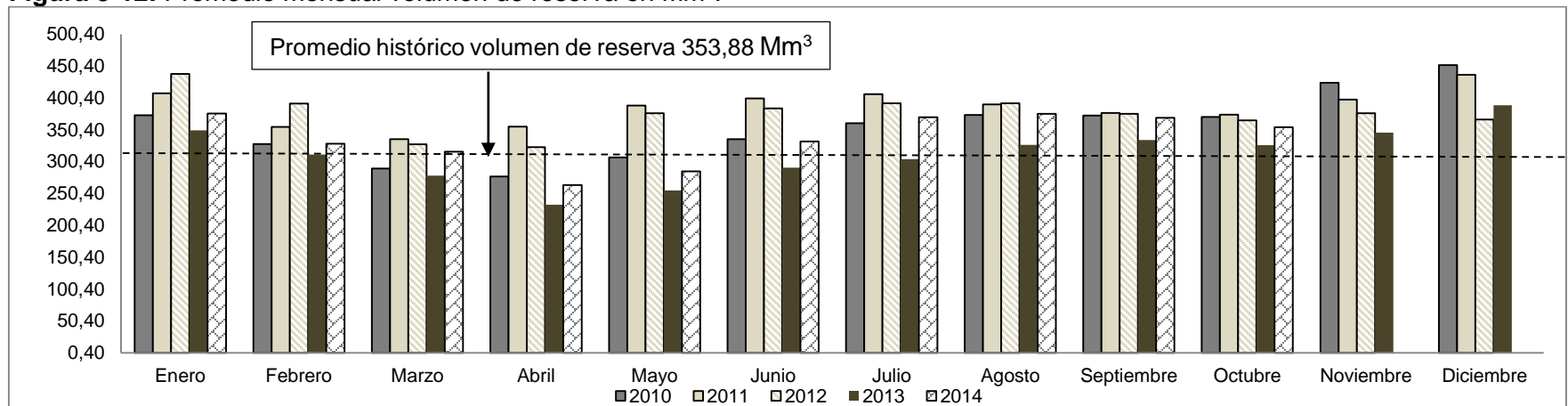
Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

Figura 5-11: Promedio mensual de porcentaje de reserva.



Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

Figura 5-12: Promedio mensual volumen de reserva en Mm³.



Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

A partir de las figuras 5-10, 5-11, 5-12 y 5-13 es posible observar que en el periodo de análisis (2010-2014), el año donde se obtuvo mayor nivel de embalse para la producción de energía fue en el 2011 (con un promedio de volumen mensual de 385,57Mm³, equivalentes a un nivel de reserva del 79,85%, situación que se prolongó hasta el último trimestre del 2012), en tanto que el año con menor disponibilidad del recurso fue el 2013 (con un promedio de volumen mensual de 312,57Mm³, equivalentes a un nivel de reserva medio del 60,98%). Los más altos niveles de embalse de la serie consolidada se observaron en enero del 2010 (483,84 Mm³ en la serie de reserva diaria promedio), por su parte los más bajos niveles de embalse se registraron en abril 2013 (217,75 Mm³ en la serie de reserva diaria promedio, 40% en el nivel de reserva, véase figura 5-12).

Normalmente, con excepción del mes de abril el volumen de embalse consolidado para el mercado colombiano se mantiene por encima de la media histórica (353,88 Mm³, véase figura 5-13). En cuanto a la identificación de un patrón hidrológico estacional, es posible señalar para los cuatro años en estudio la existencia de una tendencia bajista en los primeros meses, es decir el nivel de la reserva hídrica para la producción eléctrica descende desde enero hasta abril (variación negativa 20% del porcentaje de reserva para el 2014), es en abril donde por lo general los depósitos de agua exhiben su punto más bajo, con una recuperación “moderada” del volumen de reserva entre mayo y julio, un nuevo descenso en septiembre y octubre.

Finalmente, es en noviembre y diciembre donde se presentan los mayores volúmenes de agua de tal forma que para el último mes de cada año se tienen los máximos niveles hidrológicos. La tablas 5-7 describe las variaciones mensuales medias en un mismo año, del porcentaje de reserva de agua para la generación de electricidad, (análisis vertical) en tanto que la tabla 5-8 presenta la variación anual entre meses equivalentes (análisis horizontal) del porcentaje de reserva de agua para la generación de electricidad.

Tabla 5-7: Variación mensual del porcentaje de reserva.

| Mes | Variación del Promedio Porcentaje Volumen % Reserva – Análisis Vertical | | | | |
|------------|---|---------|---------|---------|---------|
| | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| Febrero | -16,09% | -13,42% | -16,59% | -7,43% | -10,12% |
| Marzo | -14,42% | -1,64% | -14,25% | -8,10% | 1,39% |
| Abril | 8,58% | 12,86% | 6,66% | -16,77% | -20,15% |
| Mayo | 11,09% | 10,69% | 16,28% | 20,30% | 12,72% |
| Junio | 12,42% | -0,07% | -3,99% | 12,07% | 13,54% |
| Julio | 6,47% | 0,15% | 0,50% | -1,42% | 6,55% |
| Agosto | 2,56% | -4,79% | -1,89% | 11,71% | 2,99% |
| Septiembre | 1,58% | -2,37% | -6,91% | -0,62% | -1,55% |
| Octubre | 1,32% | 1,97% | -0,21% | -5,36% | -6,57% |
| Noviembre | 11,38% | 5,47% | 4,46% | 10,04% | |
| Diciembre | 3,74% | 10,23% | -2,27% | 9,45% | |

Fuente: Elaboración propia.

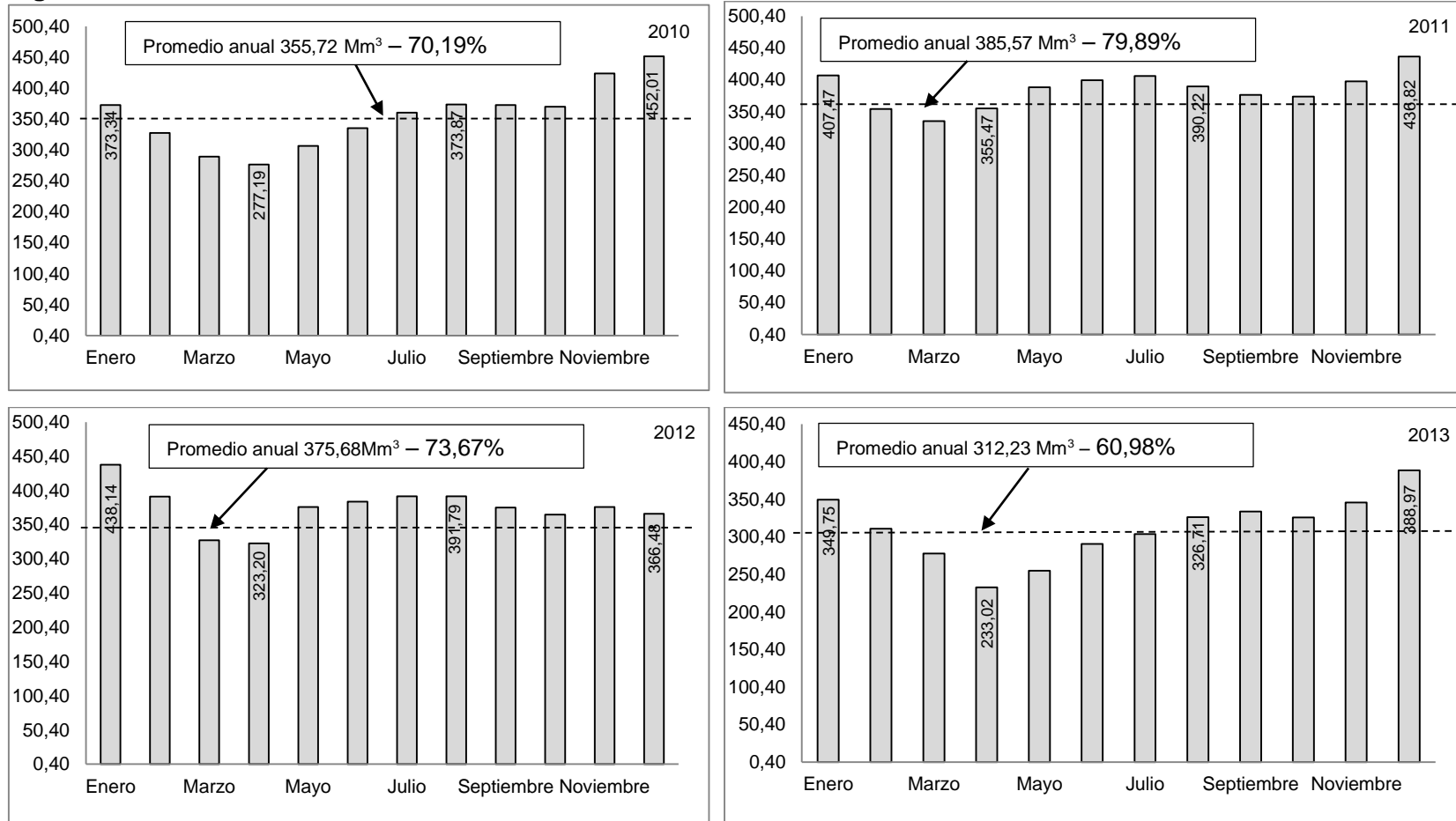
Tabla 5-8: Promedio mensual y variación anual del porcentaje de reserva.

| Mes | Promedio Porcentaje Volumen % Reserva | | | | | Variación – Análisis Horizontal | | | |
|------------|---------------------------------------|--------|--------|--------|--------|---------------------------------|---------|---------|--------|
| | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| Enero | 70,50% | 78,97% | 89,10% | 63,08% | 71,68% | 12,02% | 12,82% | -29,21% | 13,64% |
| Febrero | 59,15% | 68,37% | 74,32% | 58,39% | 64,43% | 15,59% | 8,69% | -21,43% | 10,34% |
| Marzo | 50,62% | 67,25% | 63,73% | 53,66% | 65,32% | 32,85% | -5,24% | -15,80% | 21,74% |
| Abril | 54,97% | 75,90% | 67,97% | 44,66% | 52,16% | 38,08% | -10,45% | -34,29% | 16,80% |
| Mayo | 61,06% | 84,01% | 79,04% | 53,73% | 58,80% | 37,59% | -5,92% | -32,02% | 9,44% |
| Junio | 68,65% | 83,95% | 75,89% | 60,21% | 66,76% | 22,29% | -9,61% | -20,66% | 10,87% |
| Julio | 73,09% | 84,08% | 76,27% | 59,36% | 71,13% | 15,03% | -9,29% | -22,17% | 19,83% |
| Agosto | 74,96% | 80,05% | 74,82% | 66,31% | 73,25% | 6,79% | -6,53% | -11,38% | 10,48% |
| Septiembre | 76,15% | 78,16% | 69,65% | 65,89% | 72,12% | 2,63% | -10,88% | -5,40% | 9,45% |
| Octubre | 77,15% | 79,69% | 69,50% | 62,36% | 67,38% | 3,29% | -12,79% | -10,28% | 8,05% |
| Noviembre | 85,93% | 84,06% | 72,61% | 68,62% | | -2,19% | -13,62% | -5,49% | |
| Diciembre | 89,14% | 92,66% | 70,96% | 75,11% | | 3,94% | -23,42% | 5,85% | |

Fuente: Elaboración propia.

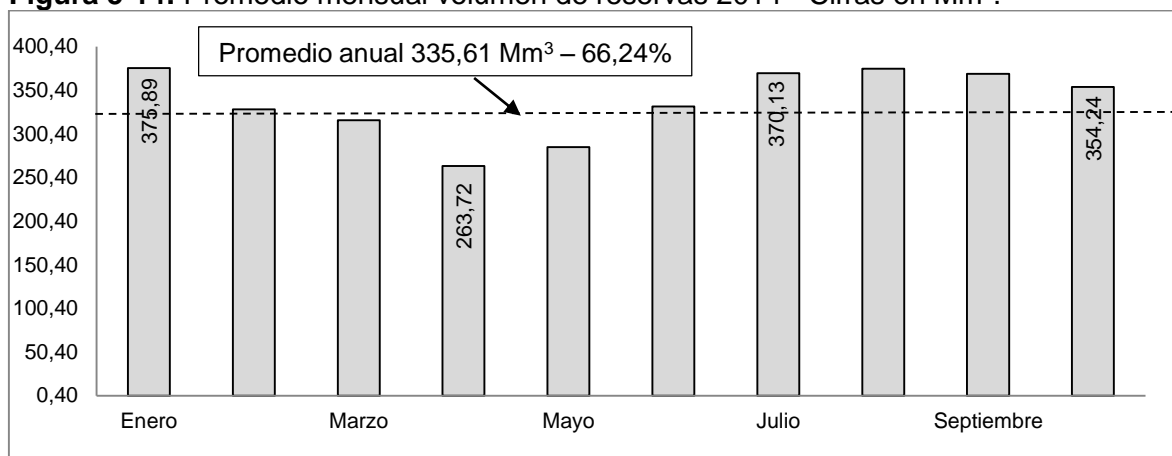
Las figuras 5-13 y 5-14 evidencian el patrón estacional hidrológico en Colombia, además permiten inferir que los periodos con mayores reservas hídricas en promedio son 2011 y 2012, posteriormente los niveles medios han disminuido hasta en un 10%, por lo cual en el mercado eléctrico colombiano existe “gran expectativa” por la disponibilidad del recurso hídrico y toma mayor relevancia estudiar las relaciones entre la disponibilidad de inventario de agua y el precio de bolsa del producto (energía eléctrica) en un mercado de altas volatilidades en precios y condiciones hidrológicas sumamente variables.

Figura 5-13: Promedio mensual volumen de reservas - Cifras en Mm³.



Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

Figura 5-14: Promedio mensual volumen de reservas 2014 - Cifras en Mm³.



Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

Por último, en relación al nivel de reservas de agua para la hidrogenación de electricidad es posible indicar que el bajo nivel de las lluvias desde el último semestre del 2012 impactó el nivel de los embalses; esto, sumado a la alta probabilidad de fenómeno de El Niño (sequia) anunciada por el IDEAM en el 2014 (70% para el segundo semestre y del 80% para el último trimestre) posiblemente produjo un impacto en los costos de producción de la energía, que debió ser transferido a distribuidores, comercializadores y al cliente final en un aumento de la tarifa (2% mensual)²⁰.

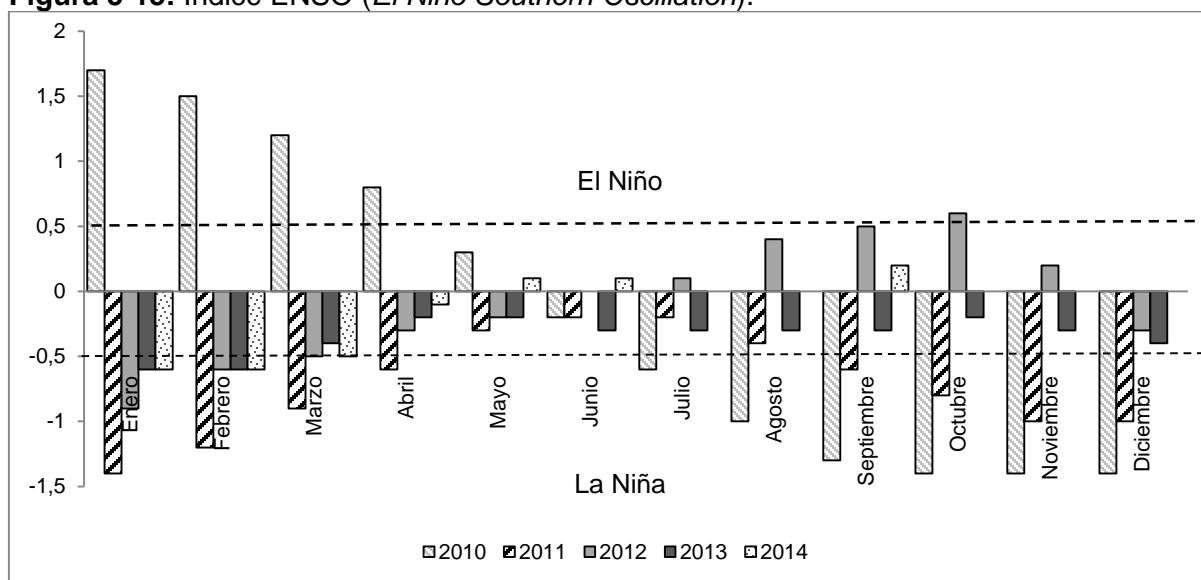
Variable fenómeno El Niño, fenómeno de La Niña: Según el *Earth System Research Laboratory* El Niño es el más importante fenómeno océano-atmosférico causante de la variabilidad del clima global en tiempos interanuales. El Niño es definido por el *Climate Prediction Center* como un fenómeno océano-atmosférico del clima a gran escala vinculado a un calentamiento periódico de las temperaturas superficiales del mar en el Pacífico Ecuatorial central y este-central (El Niño representa la fase de calentamiento), el Centro de Predicción Climática NOAA declara que el inicio de un episodio de El Niño ocurre cuando en un promedio de tres meses la temperatura de la superficie del mar es superior a 0,5°C en el Pacífico Ecuatorial central y este-central. Por su parte La Niña, hace referencia al enfriamiento periódico de las temperaturas superficiales del mar en la parte Ecuatorial

²⁰Algunos generadores como EPM redujeron su exposición al riesgo gracias a la gestión del mercado a través de compra de contratos de energía a largo plazo para la atención de la demanda 2014-2015 (*Boletín informativo EPM: Por temporada seca las tarifas se incrementan de manera temporal*, 2014).

central y este-central del Pacífico (ocurre cada tres a cinco años), normalmente se identifica cuando las temperaturas superficiales son inferiores a los $-0,5^{\circ}$ (véase figura 5-15).

Durante El Niño o La Niña, los cambios en las temperaturas del océano afectan los patrones de las lluvias tropicales desde Indonesia hasta la costa oeste de América de Sur lo cual tiene implicaciones en el comportamiento del clima en todo el mundo (NOAA, 2014). En el caso de Colombia El Niño modifica las temporadas invernales reduciendo la cantidad de lluvia que se presenta, principalmente en los departamentos de las regiones Caribe, Andina y parte del norte de la región Pacífica.

Figura 5-15: Índice ENSO (*El Niño Southern Oscillation*).



Fuente: Elaboración propia a partir de NOAA (*Climate Prediction Center*).

El ENSO fenómeno de El Niño/ La Niña (*El Niño Southern Oscillation*), es un fenómeno que se mide a través del índice multivariado ENSO en el cual se incluye la observación de: la temperatura superficial del océano, la temperatura del aire, la fracción total de nubosidad en la atmosfera, la presión en el nivel del mar y la circulación atmosférica (viento). Cuando el ENSO es mayor a 0,5 se identifica la presencia del fenómeno de El Niño, cuando el ENSO es menor a -0,5 corresponde a La Niña. En el intervalo del índice entre -0,5 y 0,5 existe ENSO neutral (periodos en el que ni El Niño ni La Niña están presentes).

Según la figura 5-15, los primeros cuatro meses del año 2010, estuvieron marcados por la presencia de El Niño (calentamiento); algunas instituciones como la Organización Meteorológica Mundial (OMM), han calificado este año como el más caluroso desde mediados del siglo XIX. Para el mismo año, el segundo semestre fue marcado por la presencia de La Niña. El fenómeno de La Niña tuvo continuidad en el 2011 y hasta el último trimestre del 2012. Para el 2013 el ENSO estuvo en zona de El Niño y en el primer trimestre y en los meses de septiembre y octubre (NOAA, 2014). Finalmente, en el 2014 el índice ha sido neutral (con excepción de enero y febrero donde existió fenómeno de La Niña). En Colombia el IDEAM reportó para el 2014 alta probabilidad del fenómeno de El Niño (80%), de hecho, entre abril y julio del presente año (2014), se reportaron los mínimos niveles de reservas de energía de los últimos años a causa de la “sequia” que azoto al país. En este sentido, es posible señalar que a pesar del aumento en las lluvias para el segundo semestre del 2014, el IDEAM no descarta efectos del fenómeno de El Niño.

Sumado a las probabilidades desfavorables de lluvia se encuentra la variabilidad de los datos históricos del ENSO, pues en Colombia no se presenta un factor común de comportamiento en relación al pronóstico del fenómeno del Niño en los últimos 10 años (IDEAM, 2014). Considerando lo anterior, vale la pena comparar el índice ENSO con el volumen de reservas de agua para la generación de electricidad, el precio de bolsa nacional (estándar y/o modificado) y el precio de contratos a futuro; de tal modo, que se pueda identificar la existencia de patrones y relaciones entre las variables.

Tabla 5-9: Índice ENSO mensual.

| ENSO | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 2010 | 1,7 | 1,5 | 1,2 | 0,8 | 0,3 | -0,2 | -0,6 | -1 | -1,3 | -1,4 | -1,4 | -1,4 |
| 2011 | -1,4 | -1,2 | -0,9 | -0,6 | -0,3 | -0,2 | -0,2 | -0,4 | -0,6 | -0,8 | -1 | -1 |
| 2012 | -0,9 | -0,6 | -0,5 | -0,3 | -0,2 | 0 | 0,1 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,2 | -0,3 |
| 2013 | -0,6 | -0,6 | -0,4 | -0,2 | -0,2 | -0,3 | -0,3 | -0,3 | -0,3 | -0,2 | -0,3 | -0,4 |
| 2014 | -0,6 | -0,6 | -0,5 | -0,1 | 0,1 | 0,1 | 0 | 0 | 0,2 | | | |

Fuente: NOAA, (2014).

Considerando la tabla 5-9 y la figura 5-15, se identificó que en el segundo semestre del año 2010 predominó el fenómeno de La Niña (temporada de lluvia), el nivel medio de embalse para este periodo fue en todos los días de observación superior al 70% de la capacidad de reserva (media global en el segundo semestre del 2010 79,41%, variación mensual

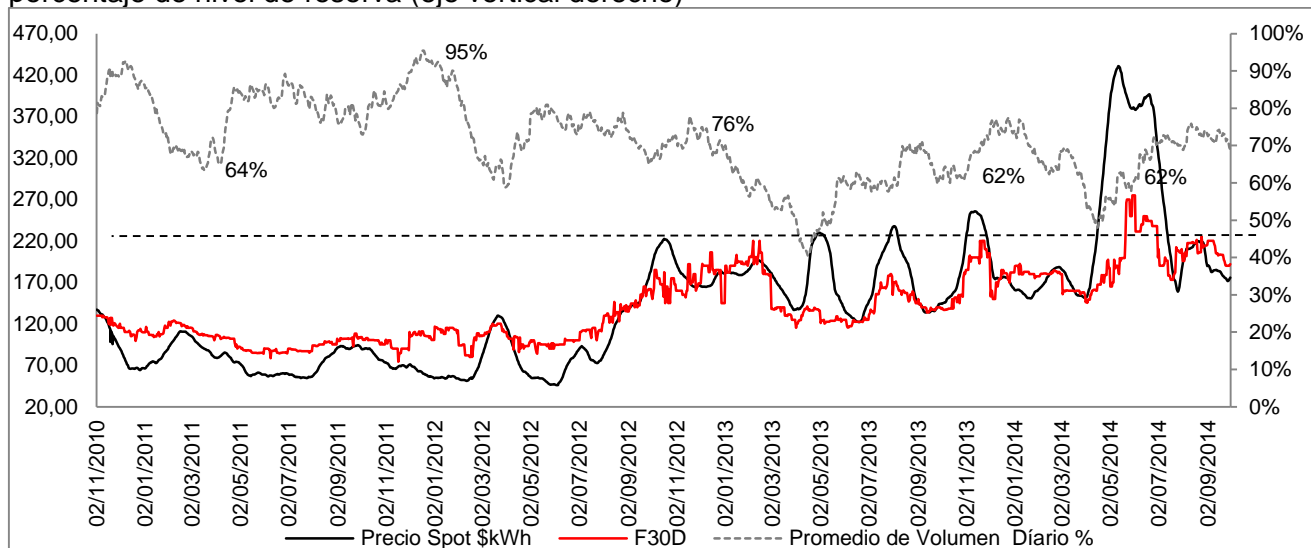
promedio julio-dic 4,51%). Por su parte el precio *spot* tuvo un comportamiento acorde a la disponibilidad de agua para la generación eléctrica, de modo que alcanza su nivel más bajo (40,08 \$/kWh) cuando la reserva se encuentra en el máximo registro de volumen (93%) y de igual forma alcanza el nivel más alto de valoración anual (161,90 \$/kWh) cuando las reservas de agua tocan el límite inferior (43%). Debido al fenómeno de La Niña y a la amplia disponibilidad del recurso hídrico el precio de contratos a futuro F30D también decrecen conforme se mantienen los altos niveles de lluvias. Lo anterior, evidencia que el mercado colombiano de energía tiene alta dependencia de la disponibilidad y expectativas sobre el “inventario de agua” en relación al proceso de fijación de precios.

Tabla 5-10: Indicadores anuales para la relación entre el nivel de embalse y precios de mercado – Cifras de precios en \$/kWh.

| Año | | | | Año | | | | | |
|------|-------------|----------|--------|-------|--------|-------------|--------|--------|--------|
| | Máximo | Promedio | Mínimo | | Máximo | Promedio | Mínimo | | |
| 2011 | Precio Spot | 130,14 | 75,01 | 35,36 | 2012 | Precio Spot | 264,68 | 116,00 | 38,40 |
| | Precio F30D | 124,23 | 99,40 | 74,42 | | Precio F30D | 206,27 | 126,71 | 80,00 |
| | Reserva | 95% | 80% | 63% | | Reserva | 92% | 74% | 59% |
| 2013 | Precio Spot | 420,40 | 117,35 | 54,54 | 2014 | Precio Spot | 478,87 | 238,98 | 112,19 |
| | Precio F30D | 220 | 155,92 | 115 | | Precio F30D | 275 | 195,02 | 145,37 |
| | Reserva | 78% | 61% | 40% | | Reserva | 77% | 66% | 48% |

Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

Figura 5-16: Precio *spot* modificado, precio F30D²¹ (\$/kWh) (eje vertical izquierdo) y porcentaje de nivel de reserva (eje vertical derecho)



Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

²¹Para ejemplificar los hallazgos del estudio empírico, se trabajará con los resultados vinculados a los contratos de futuro con vencimiento en 30 días, garantizando que los resultados son extrapolables para en los contratos a futuro de 60 y 90 días de plazo al vencimiento.

Los indicadores de la tabla 5-10 y la figura 5-16 demuestran que bajo tendencias decrecientes en el volumen de las reservas de agua para la producción de energía (como consecuencia de las condiciones meteorológicas), existe un comportamiento alcista del *spot* (original y/o modificado) y de los contratos a plazo. Así por ejemplo, se encontró una disminución de lluvia entre el último trimestre del 2012 y los primeros cuatro meses del año 2013 (volumen de embalse que paso de 69% finalizando 2012 a 40% en abril del 2014), lo cual produjo que el precio *spot* aumentara (pasando de 206,7 \$/kWh para finales del 2012 a 398 \$/kWh en abril del 2013, variación del 93% en cuatro meses). Nótese además que el índice ENSO para el periodo de referencia fue neutral y no reportó fenómeno de El Niño. En este sentido, es posible indicar que el mercado no solo reacciona ante temporadas declaradas de fenómeno de El Niño o La Niña, sino también ante pronósticos de ocurrencia de estos fenómenos (como las realizadas por el IDEAM para el año 2014) descontándolo en un incremento del precio *spot* y de contratos a plazos, tal y como ocurrió entre abril y julio del 2014, donde el precio de bolsa alcanzo su máximo histórico en 478,87 \$/kWh en presencia de una temporada de “sequía”, un volumen de reserva del 50% (que no es el mínimo histórico, véase figura 5-21) y una amenaza de fenómeno de El Niño hasta ahora no materializada. Sin embargo, se identifica un patrón común en todos los años bajo estudio (2010 – 2014) y es que una vez alcanzado el 50% en volumen de embalse el precio *spot* se dispara al alza en tanto que el precio de los contratos de futuro comienza a crecer gradualmente. Finalmente la tabla 5-11 valida los hallazgos empíricos a través del análisis de las correlaciones entre las variables de interés.

Tabla 5-11: Matriz de correlaciones para precios del mercado eléctrico y nivel de reserva.

| | Precio Spot \$/kWh | Precio F30D \$/kWh | Promedio Volumen Diario % |
|-------------------------------|--------------------|--------------------|---------------------------|
| Precio Spot \$/kWh | 1 | 0,73 | -0,63 |
| Precio Spot Modificado \$/kWh | 1 | 0,85 | -0,57 |
| Precio F30D \$/kWh | 0,73 | 1 | -0,43 |
| Promedio Volumen Diario % | -0,63 | -0,43 | 1 |

Fuente: Elaboración propia a partir de Derivex, (2014).

De acuerdo con la tabla 5-11, existe una correlación positiva fuerte entre el precio de bolsa y el precio del contrato a futuro (30 días), es decir, cuando el precio de bolsa aumenta también lo hace el precio del contrato a futuro. Por otro lado el precio diario de la energía eléctrica se correlaciona negativamente con el promedio diario de volumen de embalse expresado en porcentaje de reserva (correlación -0,63 relación inversamente proporcional)

por lo cual es posible interpretar que cuando las reservas de agua disminuyen el precio de bolsa aumenta y viceversa, de igual forma el precio del contrato a futuro también aumenta cuando las reservas caen (en una proporción de -0,43). Entonces, se concluye que en el mercado eléctrico colombiano es de esperar que el precio del *commodity* y su volatilidad aumenten cuando los inventarios (comprendidos como las reservas de agua en embalse para la producción eléctrica) disminuyen, así que el precio de equilibrio del mercado se determina no solo por la producción y el consumo sino también por los cambios en el inventario de agua (Pindyck, 2001).

5.2 Registro y clasificación de los datos para el cálculo del *convenience yield*

Una vez analizados las variables de interés del mercado eléctrico en Colombia de manera individual y pareada, es posible calcular el *convenience yield* usando la ecuación 2-4.

$$C_t^H = S_t - \frac{F_t(T)}{(1+r)^{T-t}} \quad (2-4)$$

Tiene sentido calcular el *convenience yield* (costo de oportunidad del agua para la hidrogenación,) con la ecuación 2-4, debido a que la decisión de generar electricidad en el momento actual o preservar las reservas de agua para aprovechar las posibles temporadas futuras de precios altos se toma en el presente; de este modo, la interpretación de este costo se asume como el flujo de los servicios percibidos por el propietario de un inventario físico (reservas de agua) pero no por el dueño de un contrato para la entrega a futuro (Botterud et al., 2010; Kristiansen, 2007). Para el cálculo del *convenience yield* como una serie temporal diaria en el mercado eléctrico en Colombia es necesario:

- La serie de tiempo diaria del precio de bolsa o precio *spot* de la energía eléctrica modificada S_t^* : Descrita anteriormente a través de la figura 5-1.
- La serie de tiempo diaria de los precios de contratos a futuro $F_t(T)$: en el caso de Colombia se tienen tres tipos de contratos a futuro sobre la electricidad, los cuales son a 30, 60 y 90 días de plazo al vencimiento (véase figura 5-3).

- El periodo de descuento de los flujos de caja $T - t$: en este ejercicio particular esta diferencia tomara los valores 1, 2 ó 3, haciendo referencia a los plazos de vencimiento de los contratos de futuro, 30 días: un mes (1); 60 días: dos meses (2) y 90 días: tres meses (3).
- La tasa libre del riesgo r a la cual se actualizarán los flujos de los contratos a plazo: para este ejercicio se tomaran la tasa de rendimiento TES del 2024. En este punto, es importante considerar el tratamiento de esta variable para el cálculo del *convenience yield*²².

Tratamiento de la variable tasa libre de riesgo para el cálculo del *convenience yield*:

La serie de tiempo de rendimiento diario del TES al 2024 fue obtenida del sitio web del Grupo Aval, para un periodo comprendido desde el 01/01/2010 hasta el 02/10/2014. Dicha tasa de rendimiento se encuentra expresada como efectiva anual y para compararla con los contratos a plazo (de 30 días: un mes, 60 días: dos meses y 90 días: tres meses), fue necesario transformarla a la tasa efectiva mensual equivalente (véase figura 5-17). Posteriormente, para unificar la tasa por año se tomó el promedio anual usando la serie diaria de tasas efectivas mensuales previamente calculadas. Consecuentemente, se obtuvo para cada año de estudio una tasa promedio efectiva mensual que equivale a r en la ecuación 2-4 (véase tabla 5-11)²³.

²²Para el caso de Colombia se tomó como tasa de referencia TES 2024 (Bonos del Estado Colombiano al 2014), este tipo de activos financieros teóricamente son los títulos valor en la economía colombiana libres de riesgo, debido a que la última entidad en entrar en cesación de pagos es el estado. Adicionalmente, se decidió trabajar con esta tasa de interés (como tasa libre de riesgo del mercado), debido a que todas las operaciones en el mercado eléctrico en Colombia deben ser garantizadas ante la Cámara de Riesgo Central de Contraparte con efectivo y/o títulos TES emitidos por la República de Colombia a tasa fija en pesos, este tipo de TES se seleccionó por su grado de liquidez a largo plazo.

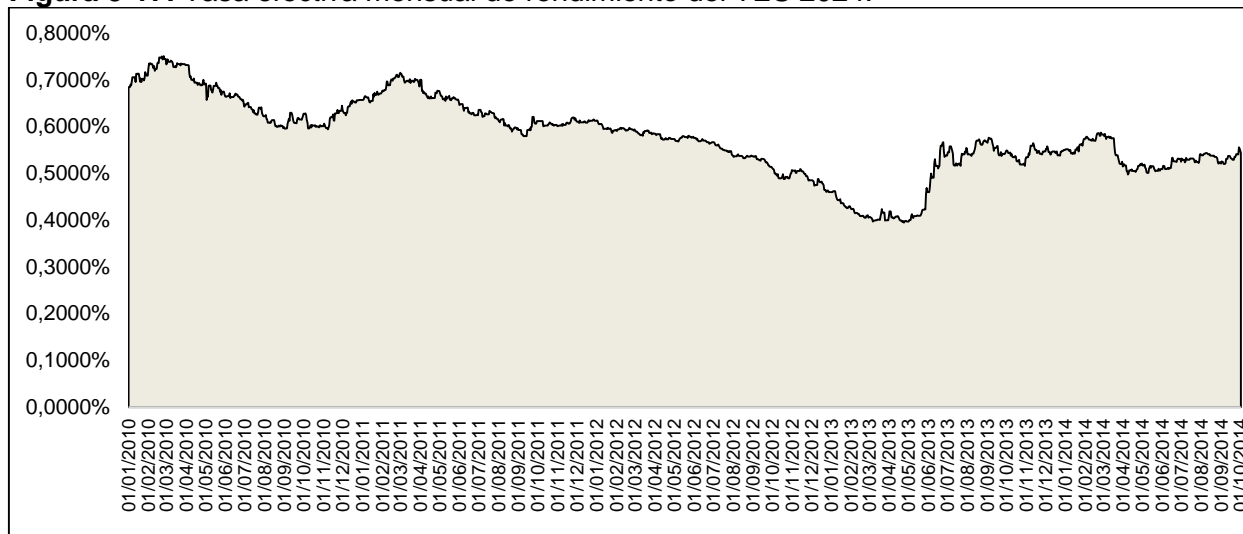
²³Se probó remplazar la tasa TES-2024 por la tasa IBR diaria (para el cálculo del *convenience yield*, se utilizó el promedio anual de la tasas IBR efectivas mensuales), se tomó este nuevo indicador como el reflejo de la liquidez en el corto plazo del mercado monetario colombiano. Los resultados de cálculo del *convenience yield* no cambiaron significativamente al usar el IBR. A modo de ejemplo se puede indicar que para el año 2010 el *convenience yield* promedio anual usando como tasa de actualización el IBR respecto al obtenido con la tasa TES varia negativamente en un 12,18% (paso de 21.79\$/kWh a 19.79\$/kWh).

Tabla 5-12: Definición de la tasa libre de riesgo r para el cálculo del *convenience yield*.

| Año | Tasa promedio efectiva mensual – TES 2014 |
|------|---|
| 2010 | 0,66% |
| 2011 | 0,59% |
| 2012 | 0,55% |
| 2013 | 0,49% |
| 2014 | 0,54% |

Fuente: Elaboración propia a partir de Grupo Aval.

Figura 5-17: Tasa efectiva mensual de rendimiento del TES 2024.



Fuente: Grupo Aval sitio web.

Finalmente es importante considerar que se obtendrán tres series de tiempo diarias, correspondientes al cálculo del *convenience yield* usando tres niveles de la variable precio de contrato de futuro (precios a de contratos a futuro de 30, 60 y 90 días).

Calculo del *convenience yield* para el mercado eléctrico en Colombia: Reemplazando las variables precio *spot* modificada, precio de contrato a plazo, tasa de interés libre de riesgo y plazo de capitalización en la ecuación 2-4, se obtiene el costo de oportunidad del agua (medida de valor) para el mercado eléctrico en Colombia. La estadística descriptiva de los datos se expone en la tabla 5-13.

A partir de la tabla 5-13 es posible inferir que en el periodo de estudio el *convenience yield* para los tres plazos de referencia, varía significativamente, algunas de estas variaciones están asociadas a cambios estacionales en la demanda y en la necesidad de conservar el

recurso hídrico según la temporada meteorológica, de este modo se da respuesta a las preguntas de investigación 4, 5 y 6 plasmadas en la página 48²⁴

Tabla 5-13: Estadística descriptiva series de tiempo *convenience yield*.

| Convenience yield (CYF30D) | | | |
|-----------------------------------|---------|---------------------------|-------------------------|
| Unidades: | \$kWh | Periodo de Tiempo: | 02/11/2010 – 30/09/2014 |
| Número de Datos: | 1429 | Curtosis | 6,1598 |
| Media | 3,767 | Coefficiente de asimetría | 2,2274 |
| Mediana | -8,925 | Mínimo | -61,61 |
| Desviación Estándar: | 49,131 | Máximo | 251,7 |
| Varianza de la Muestra | 2413,8 | Variación Media | -9,60% |
| Convenience yield (CYF60D) | | | |
| Unidades: | \$kWh | Periodo de Tiempo: | 02/11/2010 – 30/09/2014 |
| Número de Datos: | 1429 | Curtosis | 4,603 |
| Media | 6,963 | Coefficiente de asimetría | 1,999 |
| Mediana | -7,74 | Mínimo | -79,5 |
| Desviación Estándar: | 58,13 | Máximo | 267,6 |
| Varianza de la Muestra | 3380 | Variación Media | 4,56% |
| Convenience yield (CYF90D) | | | |
| Unidades: | \$kWh | Periodo de Tiempo: | 02/11/2010 – 30/09/2014 |
| Número de Datos: | 1429 | Curtosis | 4,220 |
| Media | 7,619 | Coefficiente de asimetría | 1,841 |
| Mediana | -4,170 | Mínimo | -82,345 |
| Desviación Estándar: | 59,221 | Máximo | 272,43 |
| Varianza de la Muestra | 3507,15 | Variación Media | 2,91% |

Fuente: Elaboración propia.

Backwardation y Contango: Para las tres series de tiempo calculadas del costo del agua predominan los valores positivos (representan 60,46%, 58,50% y el 54,79% de los valores observados del costo de oportunidad contemplando contratos a plazo de 30, 60 y 90 días respectivamente). Lo anterior indica que en estas series históricas la actualización de los flujos futuros es menor que el valor del *spot modificado* en la mayoría de las veces. Lo cual sugiere en el mediano plazo (hasta tres meses) resulta más “rentable” vender en el mercado diario que almacenar agua para la venta de energía a través de contratos o esperar los precios pico en el futuro (percepción de riesgo en el mercado diario).

Cuando el análisis se realiza diariamente y se compara el precio *spot modificado* contra los precios de contratos a futuro se tiene una situación análoga, es decir, la prevalencia del

²⁴Las series calculadas para el costo de hidrogenación en Colombia no presentan patrones de tendencia y estacionalidad claramente definidos de allí la dificultad para ajustar una función a la curva de datos, que permita hacer inferencia y pronóstico.

precio de bolsa; la tendencia de los generadores a vender de contado (sobre todo a partir del 2012). Por ejemplo, para la serie calculada con base a los futuros de 30 días se tiene que en el 61,44% de los días el precio *spot* supero al precio del futuro y el restante 38,53% de las veces el precio a plazo supero al precio diario, sobre una base de 1429 días de observación. La serie histórica sugiere para el generador que no conviene almacenar el agua para producir en temporadas de precios superiores, tablas 5-14 y 5-15 figura 5-25).

Tabla 5-14: Clasificación por cada tipo de contrato a plazo en backwardation o contango.

| | Veces Backwardation | Veces Contango | Porcentaje Backwardation | Porcentaje Contango |
|-----------------------|--------------------------------|---------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|
| Diferencia Spot-F30D | 878 | 551 | 61,44% | 38,56% |
| Diferencia Spot- F60D | 845 | 584 | 59,13% | 40,87% |
| Diferencia Spot- F90D | 820 | 609 | 57,38% | 42,62% |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5-15: Clasificación en el convenience yield con base al futuro de 30 días de situación de backwardation o contango.

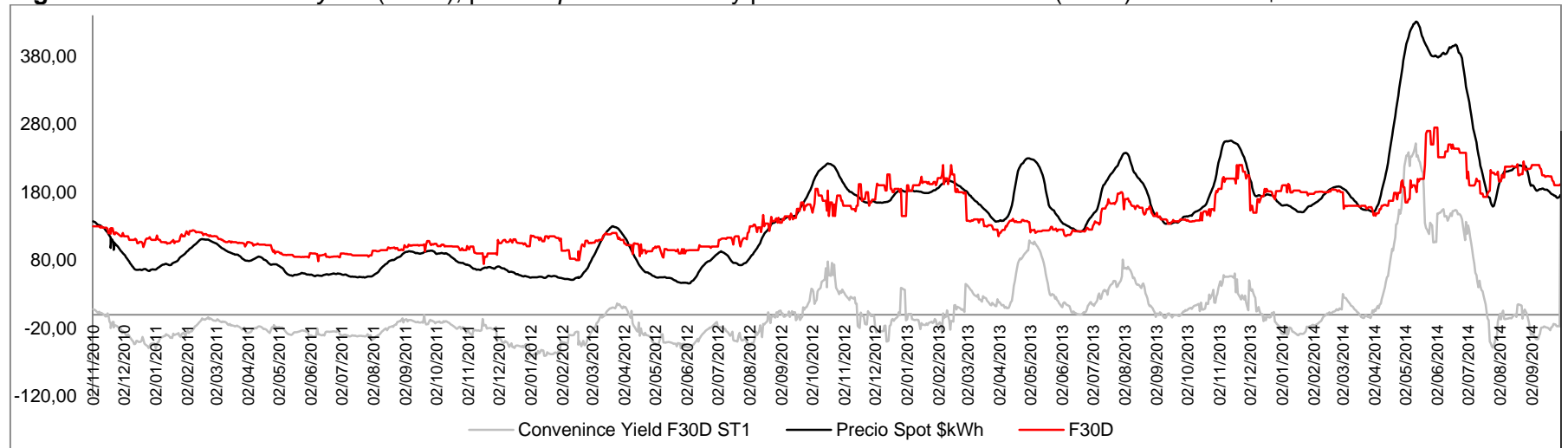
| CYF30D Año | Veces Backwardation | Veces Contango | Total Observaciones | Porcentaje Backwardation | Porcentaje Contango |
|-----------------------|--------------------------------|---------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|
| 2010 | 51 | 9 | 60 | 85,00% | 15,00% |
| 2011 | 365 | 0 | 365 | 100,00% | 0,00% |
| 2012 | 265 | 101 | 366 | 72,40% | 27,60% |
| 2013 | 79 | 286 | 365 | 21,64% | 78,36% |
| 2014 | 118 | 155 | 273 | 43,22% | 56,78% |
| Total | 878 | 551 | 1429 | 61,44% | 38,56% |

Fuente: Elaboración propia.

Es importante concluir en este análisis que a partir de la aparición de la cámara de compensación en el 2012 el mercado diario se impone sobre el de contratos a plazo, otros factores que contribuyen a este resultado son: la reducción de los niveles de embalse en los últimos periodos, el precio de bolsa y su volatilidad y la especulación sobre los fenómenos climatológicos (figura 5-18).

La tabla 5-16 apoya las anteriores afirmaciones y exhibe, el costo de oportunidad del agua promedio mensual discriminado por año de observación.

Figura 5-18: Convenience yield (F30D), precio spot modificado y precio de contrato a futuro (F30D) - Cifras en \$/kWh.



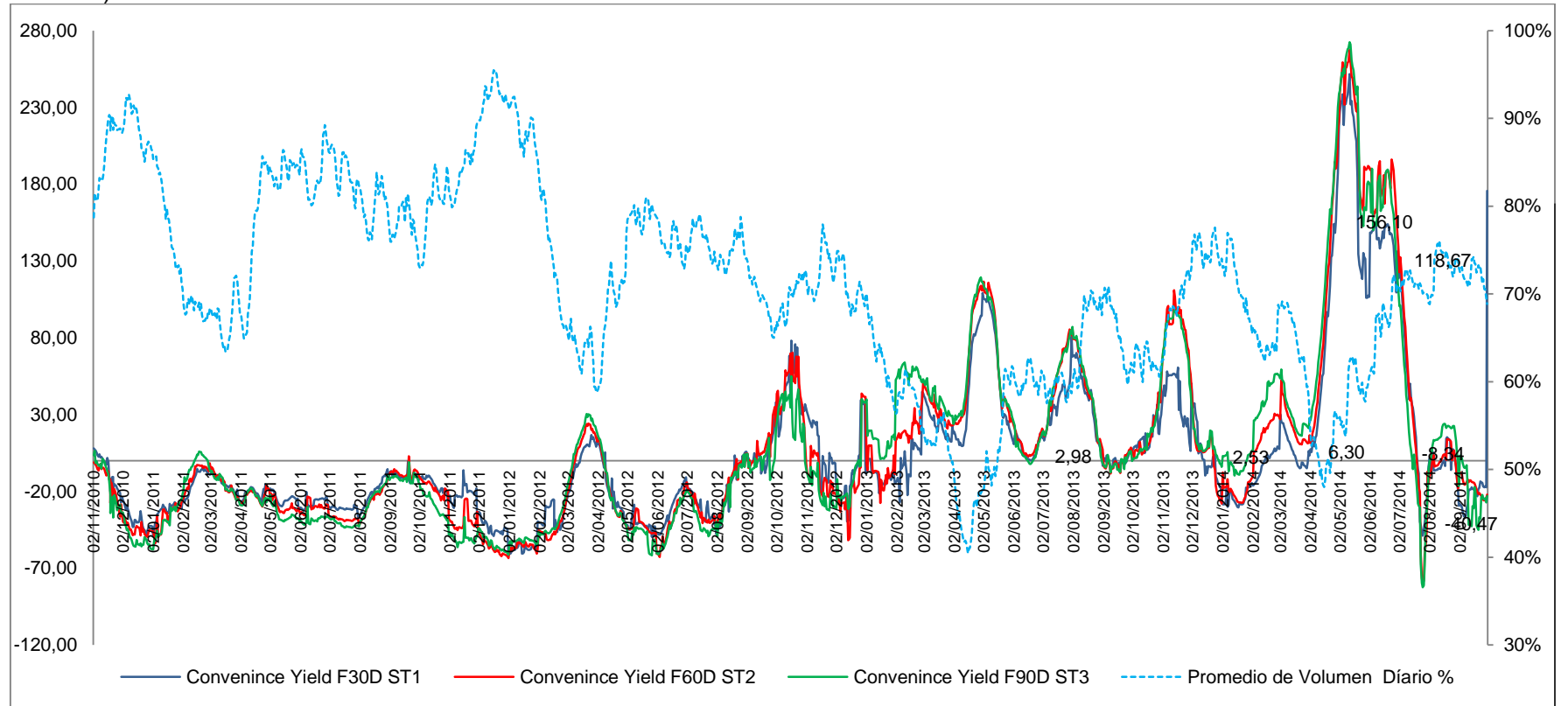
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5-16: Convenience yield promedio mensual – Cifras en \$/kWh.

| Mes | 2010 | | | 2011 | | | 2012 | | | 2013 | | | 2014 | | |
|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | CYF30D | CYF60D | CYF90D | CYF30D | CYF60D | CYF90D | CYF30D | CYF60D | CYF90D | CYF30D | CYF60D | CYF90D | CYF30D | CYF60D | CYF90D |
| Enero | | | | -33,14 | -38,09 | -40,92 | -56,59 | -56,09 | -52,52 | -9,58 | -5,71 | 12,91 | -24,65 | -20,73 | -2,20 |
| Febrero | | | | -15,60 | -12,35 | -5,54 | -35,87 | -44,34 | -41,52 | 0,12 | 20,54 | 57,32 | -2,31 | 17,64 | 39,58 |
| Marzo | | | | -13,25 | -12,90 | -12,93 | 0,65 | 8,25 | 13,55 | 24,95 | 33,52 | 39,51 | 7,23 | 22,69 | 31,00 |
| Abril | | | | -21,87 | -24,13 | -24,19 | -12,68 | -13,42 | -12,40 | 46,59 | 62,91 | 67,27 | 74,57 | 94,42 | 110,62 |
| Mayo | | | | -23,49 | -27,79 | -33,19 | -40,60 | -41,49 | -47,52 | 64,54 | 71,99 | 71,97 | 189,96 | 224,18 | 225,09 |
| Junio | | | | -27,66 | -30,76 | -38,56 | -31,78 | -40,79 | -42,43 | 6,95 | 9,38 | 5,89 | 143,50 | 178,13 | 167,48 |
| Julio | | | | -30,28 | -36,80 | -40,46 | -29,17 | -31,32 | -37,30 | 32,48 | 45,25 | 45,46 | 30,19 | 26,88 | 7,21 |
| Agosto | | | | -24,35 | -29,39 | -29,29 | -17,81 | -15,62 | -18,85 | 41,89 | 47,80 | 48,70 | -0,25 | 0,44 | 15,07 |
| Septiembre | | | | -9,68 | -9,17 | -11,67 | 3,43 | 8,03 | -0,91 | -0,06 | -0,68 | -1,36 | -16,08 | -16,75 | -22,85 |
| Octubre | | | | -13,30 | -15,22 | -23,37 | 44,49 | 45,75 | 31,14 | 15,72 | 16,34 | 16,02 | | | |
| Noviembre | -4,59 | -11,08 | -11,79 | -21,55 | -35,94 | -48,47 | 8,49 | -9,84 | -19,12 | 41,05 | 86,91 | 83,44 | | | |
| Diciembre | -37,24 | -43,57 | -49,21 | -40,68 | -54,17 | -53,37 | -8,02 | -15,48 | -10,29 | 5,07 | 4,81 | 10,97 | | | |
| Promedio Anual | -22,55 | -28,95 | -32,37 | -23,16 | -27,67 | -30,61 | -15,03 | -17,54 | -20,32 | 23,07 | 33,37 | 38,66 | 44,95 | 58,70 | 63,47 |

Fuente: Elaboración propia. Celdas en gris claro indican fenómeno de La Niña, celdas en gris oscuro fenómeno de El Niño.

Figura 5-19: Convenience yield (F30D) - Cifras en \$/kWh (eje vertical izquierdo) y porcentaje de reserva promedio (eje vertical derecho).



Fuente: Elaboración propia.

**Observe en la figura 5-19, el cumplimiento de dos de los principales postulados del enfoque del *convenience yield*. En esta gráfica, claramente se observa la relación inversa y no lineal entre el nivel de reservas de agua en los embalses para la generación de electricidad y el costo de conveniencia. De modo que, cuando los niveles de inventario de agua caen el costo del recurso aumenta, de hecho al observar la figura 5-20 se puede también inferir que esta situación es una consecuencia del alza de los precios de bolsa (existencia de una correlación positiva fuerte, del 89,20% entre el *convenience yield* calculado a partir de los futuros a 30 días y el precio de contado).

Adicionalmente, se pudo establecer que en promedio el valor absoluto del *convenience yield* (costo de oportunidad de agua) es de mayor magnitud cuando las observaciones de esta variable son negativas (*convenience yield* negativo). Por su parte en temporadas de escasez de reservas de agua cuando el costo de oportunidad es mayor que cero, el recurso en términos medios se percibe como valioso y en el caso Colombiano los valores observados del *convenience yield* tienden a tener mayor magnitud (con signo positivo o negativo, en valor absoluto) cuando se calcula con un plazo de contrato de futuro más lejano.

Tabla 5-17: Valores medios observados para el *convenience yield* en sus estados negativo y positivo – Cifras en \$/kWh.

| | F30D | F60D | F90D |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|
| <i>Convenience yield</i> positivo | 32,61 | 35,12 | 37,30 |
| <i>Convenience yield</i> negativo | -62,33 | -71,89 | -73,88 |

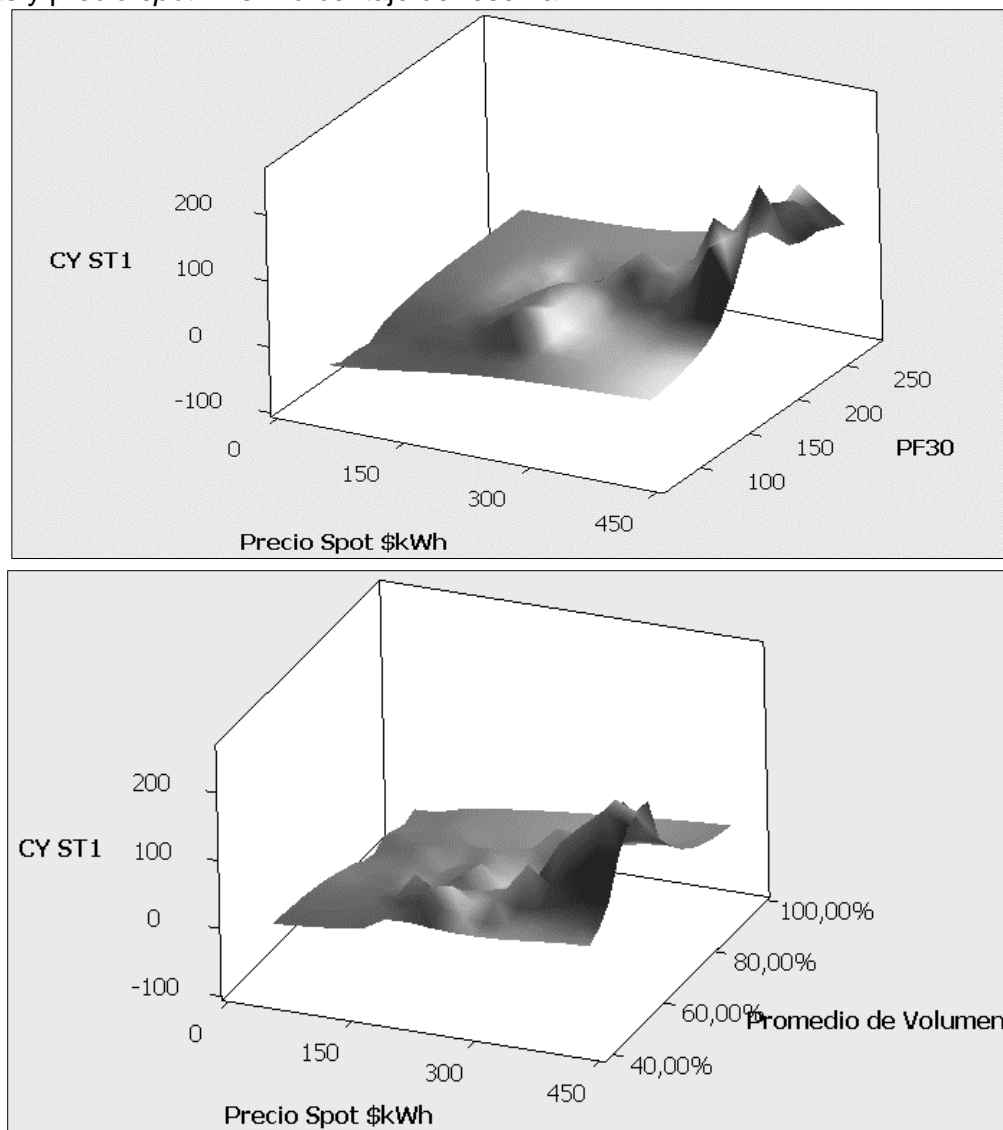
Fuente Elaboración propia.

De acuerdo con lo anterior, en Colombia el comportamiento del *convenience yield* está correlacionado positivamente con precio *spot* (correlaciones positivas fuertes de 89,20%, -94,14% y 91,73% para el cálculo del *convenience yield* a partir de contratos de futuro de 30, 60 y 90 días de plazo al vencimiento respectivamente). También, se pudo establecer la existencia de una relación inversa y no lineal entre el *convenience yield* (costo de oportunidad del agua) y la disponibilidad de reservas de este recurso en los embalses (inventario de energía potencial, véase figura 5-19), las correlaciones entre ambas variables son negativas y equivalen a -60,53%; -63,79% y 67,75% para el cálculo del *convenience yield* a partir de contratos de futuro de 30, 60 y 90 días de plazo al vencimiento respectivamente.

Se evidenció a partir de las figuras 5-18 y 5-19, que los contratos de futuro aumentan de precio cuando los niveles de agua para la producción de electricidad tienden a disminuir, y el precio *spot* es elevado, es decir, el precio del futuro no solo depende de precio de bolsa sino también de las expectativas sobre la disponibilidad del recurso hídrico (correlaciones respecto al precio *spot* modificado de 85,53%, 74,73% y 89,20%; para los derivados a 30, 60 y 90 días respectivamente, y correlaciones respecto a al promedio de reservas de agua de -43,10%, -30,92% y -21,00%), figura 5-20. Por ejemplo, el último trimestre del 2010 (inicios de la bolsa de derivados energéticos de Colombia), estuvo marcado por el

fenómeno de La Niña (periodo de lluvias), esto produjo un “exceso de capacidad” al disponer de niveles máximos históricos de nivel de reserva (95%). Como consecuencia se obtuvieron niveles mínimos de precio de bolsa (figura 5-1), reducción del precio de contratos a plazo y una reducción significativa de *convenience yield*. En otras palabras, en este ejemplo la opción real de disponer del recurso hídrico para generar electricidad no constituye una ventaja competitiva, pues el mercado se encuentra en sobreoferta y con inventarios de un producto que no se percibe como valioso.

Figura 5-20: Gráficas de superficie del *convenience yield* Vs. Precio de contrato a futuro de 30 días y precio *spot* - Vs. Porcentaje de reserva.



Fuente: Elaboración propia, usando Minitab 15.

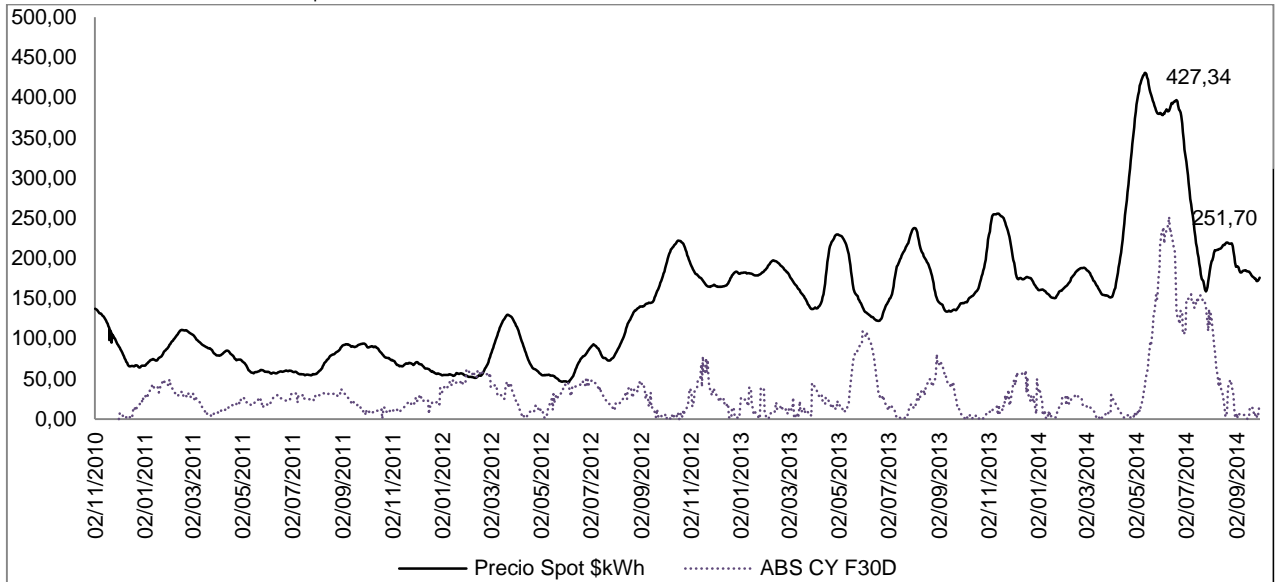
Proporción del *convenience yield* en el precio *spot*: Respecto al costo definido para la hidrogenación en Colombia, ósea el *convenience yield*, se pudo verificar que para el mercado colombiano constituye una alternativa de valor del recurso hídrico que abarca las expectativas de los agentes del mercado al incluir los patrones de comportamiento de las variables precio *spot*, precio de contrato a futuro y tasa libre de riesgo. Para el caso Colombiano el *convenience yield* tiende a ser positivo lo cual significa que el precio *spot* tiende a ser mayor que el flujo de beneficios reportados por los contratos a plazo en valor presente (considerando la serie histórica analizada, desde 11/02/2010 hasta 30/09/2014).

De acuerdo con lo anterior, es importante verificar, en temporadas de precios pico y reservas de agua con tendencia decreciente, la participación del *convenience yield* en el valor del *commodity*. La figura 5-21 ilustra el fenómeno cuando se considera el costo del agua en términos de valor absoluto, en tanto que la figura 5-22 reporta la participación en términos porcentuales del costo del agua en valor absoluto en el precio de bolsa de la energía. Note que esta proporción es de especial interés cuando el recurso agua se percibe como valioso (*convenience yield positivo*).

Así por ejemplo, se observa que el *convenience yield* representa entre el 20% y el 58% del precio *spot* en el periodo de tiempo 2012-2014. Para el máximo histórico de la serie de precio *spot* modificado (427,34 \$/kWh, en mayo del 2014) se obtuvo un costo del agua aproximado de 234\$/kWh lo cual representa el 58,22% de participación.

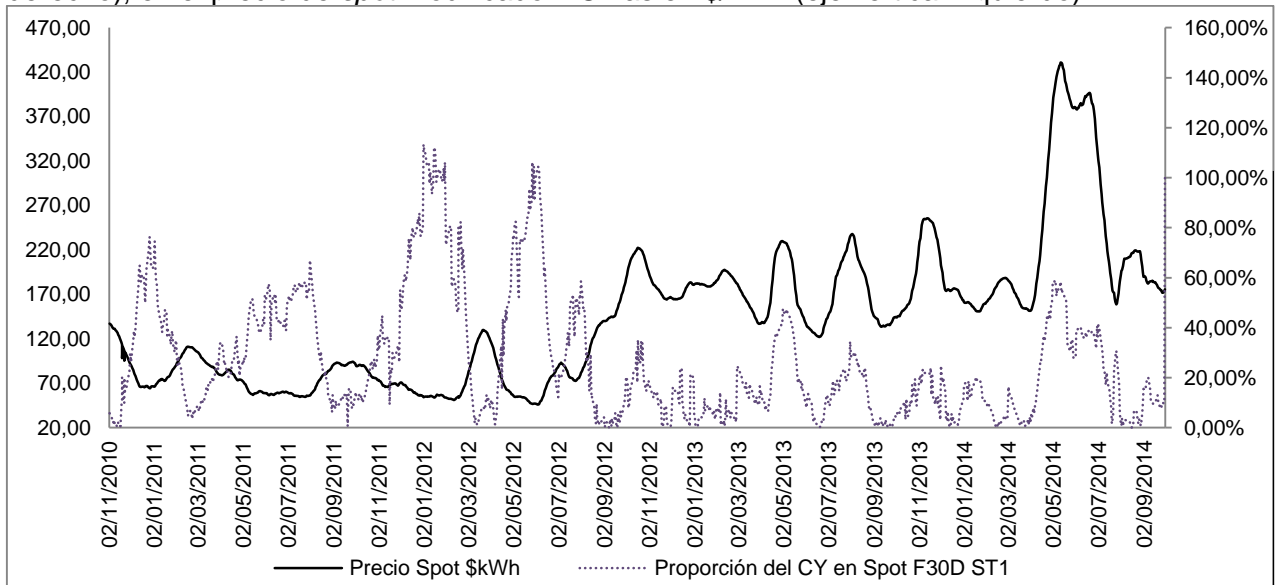
Finalmente, se concluye en esta sección, que si bien el signo del *convenience yield* refleja la aversión al riesgo del mercado en relación a la predominancia de los precios de contado o de los flujos del futuro actualizados (situación del mercado frente al valor del futuro), lo realmente significativo en términos de valorar el agua para la hidrogenación es el valor absoluto de esta variable que en definitiva representa una alternativa para el costo producción eléctrica y permite hacer un análisis sobre la opción de alternar entre diversas fuentes energéticas para aumentar las ganancias del generador (figura 5-21).

Figura 5-21: Participación del *convenience yield* en términos absolutos en el precio *spot* modificado – Cifras en \$/kWh.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 5-22: Proporción representada por *convenience yield* en valor absoluto (eje vertical derecho), en el precio de *spot* modificado – Cifras en \$/kWh (eje vertical izquierdo).



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5-18: Proporción media mensual del *convenience yield* en el *spot* modificado.

| Proporción media mensual del <i>convenience yield</i> F30D en el precio <i>spot</i> | | | | | |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Mes | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| Enero | | 44,79% LN | 102,28% | 5,45% LN | 15,78% LN |
| Febrero | | 15,82% LN | 63,34% | 5,77% LN | 4,15% LN |
| Marzo | | 14,39% LN | 9,87% | 15,49% LN | 5,55% |
| Abril | | 27,46% LN | 23,13% | 23,22% | 26,49% |
| Mayo | | 37,80% | 77,28% | 32,02% | 46,59% |
| Junio | | 47,32% | 55,12% | 5,31% | 37,56% |
| Julio | LN | 53,39% | 36,78% | 16,71% | 3,14% |
| Agosto | LN | 37,28% | 19,49% | 19,99% | 15,37% |
| Septiembre | LN | 10,64% LN | 3,88% EN | 1,67% | |
| Octubre | LN | 15,68% LN | 20,93% EN | 9,27% | |
| Noviembre | 7,30% LN | 30,95% | 8,75% | 16,65% | |
| Diciembre | 53,25% LN | 65,69% | 11,98% | 7,32% | |
| Promedio Anual | 32,57% | 33,97% | 36,95% | 13,50% | 19,74% |
| Proporción media mensual del <i>convenience yield</i> F60D en el precio <i>spot</i> | | | | | |
| Mes | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| Enero | | 51,56% LN | 101,43% | 6,18% LN | 13,31% LN |
| Febrero | | 12,71% LN | 79,65% | 10,79% LN | 10,57% LN |
| Marzo | | 14,18% LN | 12,95% | 20,94% LN | 13,31% |
| Abril | | 30,33% LN | 25,74% | 32,33% | 34,49% |
| Mayo | | 44,83% | 78,98% | 36,15% | 55,22% |
| Junio | | 52,55% | 70,17% | 7,20% | 46,65% |
| Julio | LN | 64,93% | 39,54% | 22,89% | 22,18% |
| Agosto | LN | 44,79% | 16,80% | 22,87% | 2,89% |
| Septiembre | LN | 10,35% LN | 5,45% EN | 2,79% | 9,34% |
| Octubre | LN | 18,01% LN | 21,52% EN | 9,22% | |
| Noviembre | 10,20% LN | 52,01% | 7,32% | 35,59% | |
| Diciembre | 61,68% LN | 87,36% | 15,49% | 7,92% | |
| Promedio Anual | 38,51% | 41,13% | 40,38% | 18,21% | 23,58% |
| Proporción media mensual del <i>convenience yield</i> F90D en el precio <i>spot</i> | | | | | |
| Mes | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| Enero | | 55,56% LN | 94,98% | 7,11% LN | 3,09% LN |
| Febrero | | 8,87% LN | 74,91% | 29,96% LN | 21,92% LN |
| Marzo | | 14,24% LN | 15,20% | 24,85% LN | 18,29% |
| Abril | | 30,43% LN | 26,10% | 34,80% | 42,00% |
| Mayo | | 53,43% | 90,75% | 36,32% | 55,36% |
| Junio | | 65,93% | 72,55% | 4,90% | 43,78% |
| Julio | LN | 71,36% | 47,08% | 22,97 | 25,84% |
| Agosto | LN | 45,00% | 19,82% | 23,19% | 20,77% |
| Septiembre | LN | 12,85% LN | 3,09% | 2,59% | 7,22% |
| Octubre | LN | 27,64% LN | 14,74% | 8,97% | 13,00% |
| Noviembre | 11,84% LN | 69,91% | 11,23% | 34,12% | |
| Diciembre | 70,18% LN | 85,82% | 11,96% | 6,18% | |
| Promedio Anual | 43,92% | 45,87% | 41,20% | 19,88% | 24,99% |

Fuente: Elaboración propia.

*Resaltado en gris claro, periodo con predominancia del mercado a plazo (*convenience yield negativo*, precio del futuro superior al precio de contado).

**EN: Temporada de El Niño

***LN: Temporada de La Niña.

5.3 Análisis de caso estudio de regresión lineal múltiple

Para verificar los resultados anteriores y establecer asociaciones entre las variables de interés en el mercado eléctrico colombiano (*convenience yield*, porcentaje de volumen de reserva de agua, precio *spot* y precio de contrato a plazo de 30 días²⁵) se implementará en este apartado un modelo de regresión lineal múltiple. El modelo se describe a continuación (ecuación 5-1).

Modelo estadístico

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_{1i} + \beta_2 X_{2i} + \beta_3 X_{3i} + \varepsilon_i \quad (5-1)$$

Parámetros del modelo estadístico

Y_i : Variable respuesta, *convenience yield* diario calculado con base al contrato de futuros de 30 días, el precio *spot* modificado y la tasa libre de riesgo (TES 2024).

β_0 : Es el intercepto Y del espacio, representa la respuesta promedio cuando en el conjunto de observaciones se incluyen las coordenadas $(X_{1i}, X_{2i}, X_{3i}) = (0,0,0)$; equivale al *convenience yield* medio observado cuando el *convenience yield* diario rezagado, el precio *spot* diario modificado y el promedio diario de volumen de reserva expresado en porcentaje son nulos.

β_{1i} : Parámetro, que indica el cambio en la respuesta media de Y (*convenience yield* F30D diario) por una unidad de incremento en el *convenience yield* diario rezagado (X_{1i}).

β_{2i} : Parámetro, que indica el cambio en la respuesta media de Y (*convenience yield* F30D diario)

β_{3i} : Parámetro, que indica el cambio en la respuesta media de Y (*convenience yield* F30D diario) por una unidad de incremento en el porcentaje diario de volumen de reserva rezagado (X_{2i})

ε_i : Representa el error aleatorio.

i : Número de observaciones para las variables de interés (1427).

α : Nivel de significancia de la prueba (5%)

Sujeto a:

²⁵Recuerde que los resultados son extrapolables al *convenience yield* calculado a partir de futuros con plazo de vencimiento de 60 y 90 días. Se toma el *convenience yield* F30D con el objetivo de ejemplificar el modelo.

$\varepsilon_i \sim N(0, \sigma^2)$ para $i = 1, 2, 3, \dots, 1427$. Los ε_i son estadísticamente independientes.

La selección de las variables regresoras obedece al interés de conocer la relación entre: la información previa del costo de agua (*convenience yield*), el precio *spot* y la situación hidrológica del país (disponibilidad hídrica para la generación energética), lo cual a su vez equivale a verificar los postulados teóricos del enfoque de rendimientos por conveniencia de la teoría de no arbitraje de derivados sobre bienes básicos²⁶. Entre las múltiples variables regresoras que se pueden contemplar para estudiar a través de una regresión lineal el fenómeno del costo de oportunidad del agua en el mercado eléctrico se seleccionaron el *convenience yield* diario rezagado, el precio *spot* modificado y el porcentaje diario de volumen de reserva de agua, debido a que tras el análisis individual (con una variable regresora) y pareado (con dos variables regresoras) se determinó su importancia y significancia estadística en relación a la explicación de la variabilidad del costo del agua (véase en la tabla 5-19, coeficiente de determinación R cuadrado ajustado, recuerde que un valor más cercano al 100% indica un mejor ajuste del modelo de regresión).

Tabla 5-19: Justificación variables regresoras seleccionadas para explicar la variabilidad del *convenience yield*.

| Variable respuesta: Convenience yield | |
|---|--|
| Variables regresoras | Coeficiente de determinación R^2_{adj} |
| Porcentaje diario de volumen de reserva | 32,20% |
| Precio <i>spot</i> (serie original) | 54,62% |
| Precio <i>spot</i> (serie original) Porcentaje diario de volumen de reserva | 56,18% |
| Precio <i>spot</i> (serie modificada) Porcentaje diario de volumen de reserva | 79,94% |
| <i>Convenience yield</i> diario rezagado un día Precio <i>spot</i> (serie modificada) Porcentaje diario de volumen de reserva | 97,39% |

Fuente: Elaboración propia.

²⁶ Antes de seleccionar el modelo presentado en la ecuación 5-1, se realizaron diversas pruebas de modelación, en las cuales se consideraron como variables explicadoras (regresoras) del *convenience yield* factores como: volumen en metros cúbicos, precio *spot* (convencional), rezagos para el precio *spot* y el volumen de reservas, precio de contratos a plazo, demanda diaria de energía del sistema, índice ENSO, desviación respecto a la mediana del nivel de amblase, diferentes horizontes temporales calculo, entre otras.

También se estudiaron distintos modelos partiendo del valor absoluto de la serie del *convenience yield* y de su forma logarítmica. Para todos los casos y combinaciones posibles se obtuvieron valores de ajuste (coeficiente de determinación) inferiores al del modelo finalmente propuesto.

Continuando con el análisis del modelo propuesto (ecuación 5-1) se tiene:

Pruebas de hipótesis de interés, estadísticos de prueba y resultados:

Prueba de significancia de la regresión: Con base a la tabla ANOVA (análisis de varianza), se realiza el test de significancia de la regresión a través de la técnica de mínimos cuadrados ordinarios.

Hipótesis de interés:

$H_0: \beta_1 = \beta_2 = \beta_3 = 0$; El modelo de regresión no es significativo.

$H_a: \text{algún } \beta_i \neq 0$; Existe una relación de regresión significativa con al menos una de las variables del modelo.

Estadístico de prueba: $F_0 = \frac{MSR}{MSE} \sim f_{k,n-k-1}$

Criterio de rechazo: Se rechaza H_0 a una significancia α si $F_0 > f_{\alpha,k,n-k-1}$

Para evaluar si el modelo es útil se utilizarán el coeficiente de determinación múltiple.

$R^2 = \frac{SSR}{SST} = 1 - \frac{SSE}{SST}$, que mide la proporción de la variabilidad total de la variable respuesta (*convenience yield* F30D) que puede ser explicada por las variables del modelo. Adicionalmente para verificar el ajuste del modelo se usará el indicador $R^2_{adj} = 1 - \frac{MSE}{MST}$; donde $MST = \frac{SST}{n-1}$ que castiga la inclusión de variables degeneradas al modelo (variables que no reducen el *SSE*).

Resultados: Una vez planteado el modelo estadístico de interés, las pruebas de hipótesis sobre los parámetros y los estadísticos de pruebas, se obtuvo a través de la técnica de estimación de mínimos cuadrados procesada en Excel los siguientes resultados:

Tabla 5-20: Estadísticas del modelo de regresión múltiple.

| Estadísticas de la regresión $\alpha=5\%$ | |
|--|--------|
| Coefficiente de correlación múltiple | 0,9869 |
| Coefficiente de determinación R^2 | 0,9740 |
| Coefficiente de determinación R^2 ajustado | 0,9739 |
| Error típico | 7,93 |
| Número de observaciones | 1427 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5-21: Tabla ANOVA – Análisis de varianza.

| Factor | Grados de Libertad | Suma a de Cuadrados | Promedio de los Cuadrados | Estadístico F | Valor Crítico de F |
|-----------|--------------------|---------------------|---------------------------|---------------|--------------------|
| Regresión | 3 | SSR= 3357300,674 | MSR= 1119100,22 | 17774,253 | 0 |
| Residuos | 1423 | SSE= 89594,74 | MSE= 62,9618 | | |
| Total | 1426 | SST= 3446895,41 | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Considerando los resultados de la tabla ANOVA (tabla 5-21) y el indicador de determinación múltiple ajustado, es posible señalar con una confianza del 95%, que el modelo de regresión conformado por el rezago diario del *convenience yield*, el precio *spot* diario (modificado) y el porcentaje diario de volumen de reserva explica el 97,39% de la variabilidad del *convenience yield* F30D diario. Además, se rechaza la hipótesis nula dado que el estadístico de prueba F_0 (17774,253) es mayor que el valor crítico de $F(0)$ por lo cual, por lo menos una de las variables regresoras es significativa a la hora de explicar el fenómeno.

Prueba de significancia de los parámetros de la regresión:

Hipótesis de interés:

$H_0: \beta_j = 0$; El efecto de la variable regresora j es igual a cero, $j = 1, 2$

$H_a: \beta_j \neq 0$; El efecto de la variable regresora j es distinto a cero.

Estadístico de prueba: $T_0 = \frac{\hat{\beta}_j}{s_e[\hat{\beta}_j]} \sim t_{\alpha/2, n-k-1}$

Criterio de rechazo: Se rechaza H_0 con una significancia α si $T_0 > t_{\alpha/2, n-k-1}$

Resultados e interpretación: La estimación de los parámetros del modelo y el cálculo de los estadísticos de prueba se presentan en la tabla 5-21.

Tabla 5-22: Ajuste y significancia de los parámetros del modelo de regresión.

| Parámetro | Coefficiente | Error Típico | Estadístico t | Probabilidad | Superior 95% | Inferior 95% |
|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|
| β_0 | 2,888 | 2,070 | 1,395 | 0,163 | 6,950 | -1,173 |
| β_{1i} | 0,946 | 0,010 | 97,660 | 0,000 | 0,965 | 0,927 |
| β_{2i} | 0,023 | 0,006 | 3,902 | 0,000 | 0,035 | 0,012 |
| β_{3i} | -8,349 | 2,399 | -3,480 | 0,001 | -3,643 | -13,054 |

Fuente: Elaboración propia.

A partir de la información de la tabla 5-22, se puede interpretar a un nivel de significancia del 5%, que las variables regresoras son estadísticamente significativas a la hora de explicar la dinámica del *convenience yield* calculado a partir de los precios a futuro (F30D).

Para cada una de las variables regresoras se rechaza la hipótesis nula, por lo cual los efectos de estas sobre la variable respuesta son distintos a cero y significativos estadísticamente. El modelo estimado está dado por:

$$\hat{Y}_i = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 X_{1i} + \hat{\beta}_2 X_{2i} + \hat{\beta}_3 X_{3i} = 2,889 + 0,946X_{1i} + 0,024X_{2i} - 8,349X_{3i} \quad (5-2)$$

Según el modelo ajustado, la superficie corta al eje Y en, 2,889. Además, cuando se fijan X_{2i} (precio *spot* modificado diario) y X_{3i} (porcentaje diario de reserva) e incrementa en una unidad X_{1i} (*convenience yield* diario rezagado F30D), la respuesta media del *convenience yield diario F30D* (costo de oportunidad del agua) aumenta en 0,946 \$/kWh.

Por otra parte cuando se fijan X_{1i} (*convenience yield* diario rezagado F30D) y X_{3i} (porcentaje diario de reserva) e incrementa en una unidad X_{2i} (precio *spot* diario modificado), la respuesta media del *convenience yield diario F30D* (costo de oportunidad del agua) aumenta en 0,0024 \$/kWh.

En tanto que cuando se fijan X_{1i} (*convenience yield* diario rezagado F30D) y X_{2i} (precio *spot* diario modificado) e incrementa en una unidad X_{3i} (porcentaje diario de reserva) la respuesta media del *convenience yield diario F30D* (costo de oportunidad del agua) disminuye en 0,08348\$/kWh; es decir, que el *convenience yield* es más sensible a variaciones en el nivel de reservas de agua²⁷

Validación de supuestos del modelo (supuestos sobre los errores): Se realizara a través del análisis grafico de los residuales del modelo.

²⁷Es importante considerar que la ecuación ajustada, es lineal en los parámetros betas estimados, pero no hay restricciones en cómo se relaciona \hat{Y} con X_i , la interpretación en este caso viene dada por $\Delta Y = \beta_i \Delta X_i$. Véase, Página 46 - Introducción a la Econometría: Un Enfoque Moderno (Wooldridge, 2005).

1. Supuesto de normalidad de errores

Hipótesis de interés:

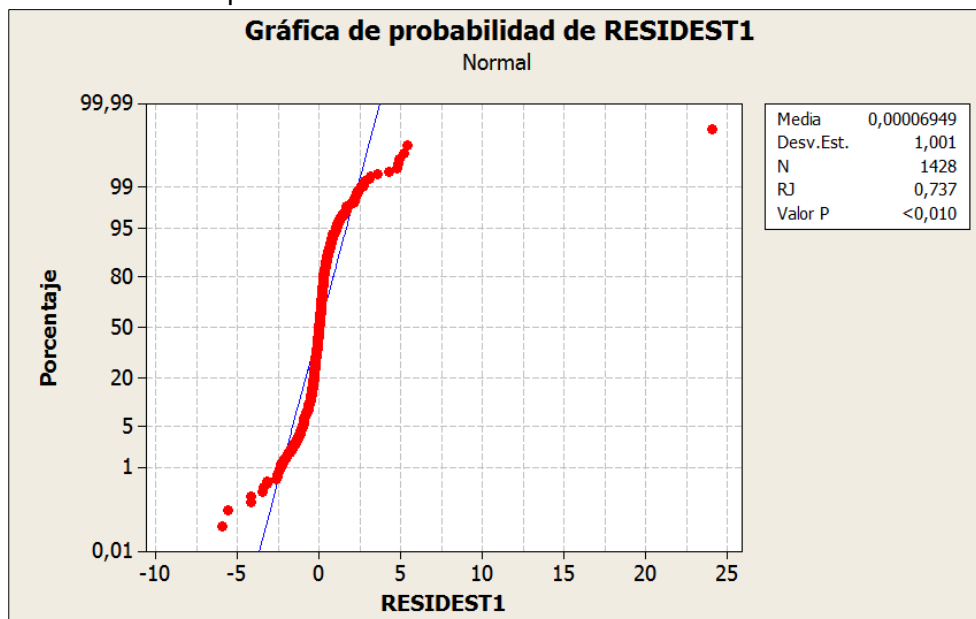
H_0 : $\varepsilon_i \sim \text{Normal}$; Los errores tienen una distribución normal.

H_a : Los errores no tienen una distribución normal.

Estadístico de prueba Shapiro Wilks: $W = \frac{1}{(n-1)S^2} \left[\sum_{i=1}^k a_i (X_{(n-i+1)} - X_i) \right]^2$

Criterio de rechazo: Rechazo la hipótesis nula, si el valor del estadístico es mayor que su valor crítico al nivel de significancia de la prueba o si el valor p es menor que el nivel de significancia (5%) de la prueba (resultados en la figura 5-22)

Figura 5-23: Gráfico de probabilidad normal.



Fuente: Elaboración propia.

A partir de la figura 5-23 de ajuste de los residuales a una distribución normal, y el valor p de la prueba de Shapiro Wilks (menor al nivel de significancia del 5%) se rechaza la hipótesis nula, por lo tanto los residuales del modelo no siguen una distribución normal. Se invalida el supuesto de normalidad.

2. Supuesto de varianza constante

Hipótesis de interés:

H_0 : $V[\varepsilon_i] = \sigma^2$; Los errores tienen varianza constante.

$H_a: V[\varepsilon_i] \neq \sigma^2$; Los errores no tiene varianza constante.

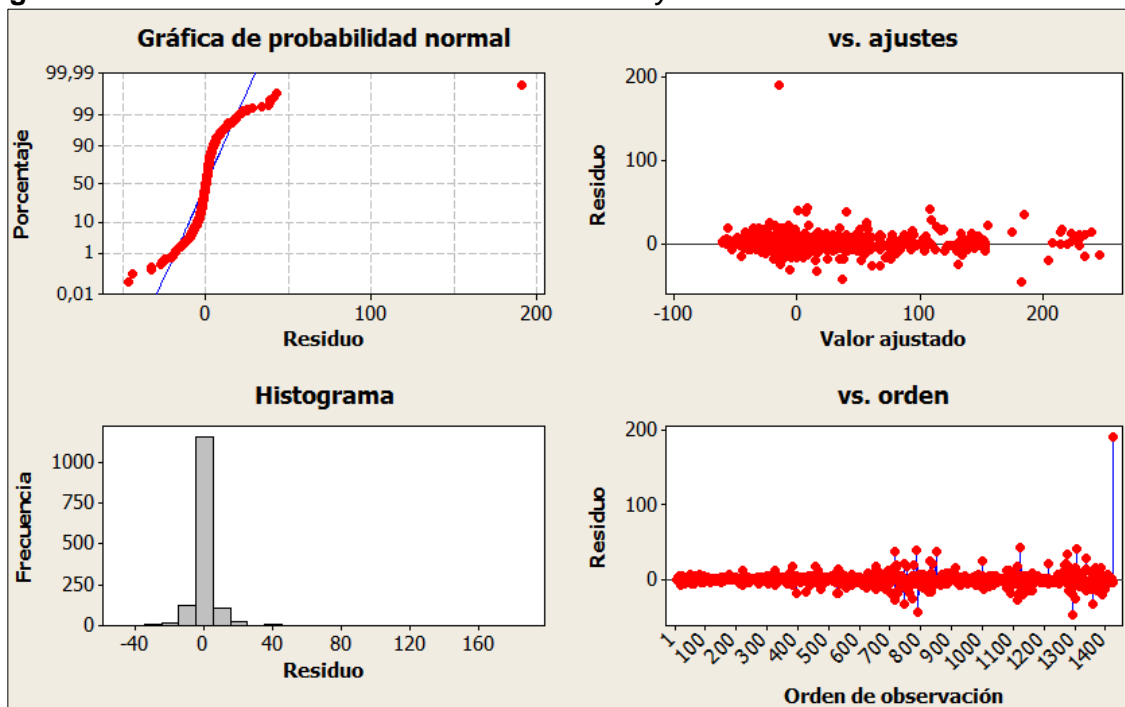
Estadístico de prueba Durbin Watson: $d = \frac{\sum_{t=2}^n (e_t - e_{t-1})^2}{\sum_{t=1}^n e_t^2}$; e_t son los residuales en t .

Criterio de rechazo: Considerando la tabla Durbin Watson, para evaluar autocorrelación en una regresión lineal se tienen los siguientes criterios.

- $d < d_L$ se rechaza H_0 .
- $d > d_U$ no se rechaza H_0 .
- $d_L \leq d \leq d_U$ test no decisivo.

En el caso del modelo 5-1, el estadístico Durbin Watson estimado es de 1,64966. Usando la tabla Durbin Watson con significancia del 5% y tres variables regresoras se tiene que d_L Equivale a 1,61 y d_U es 1,74, por tanto el valor de d (1,64966) no permite conclusiones contundentes sobre la hipótesis de varianza constante. Resulta útil graficar los residuales contra los valores predichos con el fin de verificar si existen patrones que eviten aceptar la hipótesis nula (figura 5-24).

Figura 5-24: Gráficas de residuos del *convenience yield*.



Fuente: Elaboración propia.

A partir de la figura 5-24, considerando la gráfica de residuales contra valores predichos, es posible señalar que no existe un patrón de parlante, de hecho los residuales se distribuyen aleatoriamente alrededor de la media, por lo cual se acepta la hipótesis nula de varianza constante.

3. Supuesto de independencia de errores

H_0 : Los errores son independientes.

H_a : Los errores no son independientes.

Estadístico de prueba: Se evaluara a través de la observación de la gráfica de residuales (figura 5.24) para cada una de las variables regresoras. Se asume como cierto el supuesto de independencia de los errores del modelo debido al método de recolección de la información (fuente válida y veraz, portal BI de Derivex).

A pesar de que el modelo de regresión es significativo y explica el 97% de la variabilidad del *convenience yield*, el hecho de que no se cumplan todos los supuestos sobre los residuales representa un problema para hacer predicciones con el modelo ajustado (ecuación 5-2), todas las conclusiones que se realicen a partir del mismo deben ser tratadas suma atención. Entre las soluciones existentes en la literatura para resolver esta dificultad se tiene la transformación de la variable respuesta con el fin de que los residuales de esa nueva variable si cumplan los supuestos básicos (normalidad, varianza constante e incorrección), las transformadas más comunes son expresar Y en su versión logarítmica o en raíz cuadrada, sin embargo en este ejercicio no es viable debido a la existencia de valores negativos en el *convenience yield*. De acuerdo a lo anterior, es preciso evaluar en posteriores trabajos la conveniencia del modelo propuesto, así como estudiar otros métodos que sirvan para modelar la dinámica: *convenience yield–precio de bolsa– reservas de agua para la hidrogenación*.

Por último, se validó en este apartado que el *concepto de convenience yield* es aplicable como medida de valor de agua para la generación de electricidad en Colombia. Con el modelo de regresión lineal múltiple, fue posible establecer su importancia en relación a la capacidad explicativa de la variabilidad en el mercado eléctrico colombiano (97% con una significancia del 5%).

5.4 Análisis global y validación de resultados teóricos

En este apartado se realizara la comparación de los resultados del modelo empírico (numerales 5-3 y 5-4), con los principales postulados teóricos de la teoría de almacenamiento y *convenience yield* de derivados (numeral 2.4.5, página 42).

Tabla 5-23: Validación de los resultados teóricos en el caso del mercado eléctrico de Colombia.

| Postulado Teórico | Cumplimiento en el Mercado Eléctrico Colombiano | Justificación |
|--|---|--|
| Existe una relación inversa y no lineal entre el <i>convenience yield</i> y el nivel de inventarios | Cumple | El <i>convenience yield</i> , es una función correlacionada negativamente con el nivel de inventarios, se probó a través del análisis de correlaciones, el gráfico 5-19. Modelo de regresión múltiple (ecuación 5-2, signos de los coeficientes). |
| Cuando los niveles de inventario están por debajo niveles normales aumenta la volatilidad del precio <i>spot</i> . | Cumple | Se demostró a través de las figuras 5-7, 5-8 y 5-16 que ante escasez en las reservas de agua el precio <i>spot</i> y su volatilidad aumentan. Existe una correlación negativa de -57,79%, entre el porcentaje de reserva de agua en embalse y el precio <i>spot</i> modificado (tabla 5-11). |
| Existe una relación negativa entre el nivel de inventario y el premio por riesgo en los precios | Cumple | En Colombia cuando el porcentaje de reserva de agua esta "bajo" la demanda por la prima de riesgo es mayor. Este comportamiento se evidencia para los años 2013 y 2014. |

Fuente: Elaboración propia.

5.5 Validación de rigor y calidad del estudio

Se asume validez interna de la metodología de cálculo del costo de la hidrogenación en Colombia con base a los resultados estadísticamente significativos al 5% del modelo de regresión lineal múltiple propuesto en el numeral 5.3. En cuanto a la validación externa es posible señalar que en el presente trabajo de investigación no se pretende hacer generalizaciones sobre el mercado eléctrico a nivel mundial, por el contrario el análisis se focaliza en el caso colombiano. Sin embargo, la teoría de derivados almacenables sobre la cual se fundamenta este caso empírico, ha sido ampliamente estudiada y aplicada a *commodities* con almacenamiento físico y en menor proporción a bienes básicos especiales como la energía eléctrica por lo cual se garantiza validez externa en la investigación (véase tabla 2-6).

Conclusiones generales e implicaciones de la investigación: Durante el desarrollo de la metodología se han descrito los hallazgos más representativos por variable estudiada

(precio *spot*, precio de contratos de futuro, tasa libre de riesgo, índice ENSO, *convenience yield*, otras). Por lo cual, en este apartado se presentaran los resultados generales y los hallazgos más representativos para el mercado eléctrico colombiano; los cuales pueden resumirse en:

- El precio *spot* en Colombia tiene estacionalidad asociada a la hidrología (disponibilidad de reservas de agua para la producción de energía). Cuando el porcentaje de nivel de embalse es “alto”, el precio *spot* es “bajo”.
- El rendimiento por conveniencia promedio es positivo, usando un análisis diario, lo cual significa que en el mercado eléctrico de Colombia predomina el precio de bolsa frente a la actualización de los flujos de contratos a plazo.
- Existe un *convenience yield* positivo cuando los niveles de embalse presentan tendencia decreciente (son bajos) y el precio *spot* es alto. En este sentido, se definió que la percepción de valor del agua en épocas de escasez de reservas es mayor (tendencias decrecientes en el porcentaje de volumen de agua), debido a que el valor absoluto promedio del *convenience yield* en estado *backwardation* (precio *spot* mayor que precio futuro) es mayor que el observado en condiciones de *contango*.
- Los resultados confirmaron que las condiciones hidrológicas en términos de presencia de los fenómenos de El Niño o La Niña en el año son influyentes en relación al valor de la hidrogenación. Se observó, que ante un suceso de fenómeno de El Niño el *convenience yield* tiende a ser cada vez más positivo, y los efectos sobre el valor del agua se prolongan incluso cuando ya ha pasado la temporada de “sequía” (véase en la tabla 5-18, comportamiento del signo del *convenience yield*), bajo esta situación predomina el mercado de contado sobre el de derivados.
- Cuando las reservas de embalse se agotan (o tienden a hacerlo por debajo del nivel mínimo operativo) el costo de oportunidad del agua es negativo, no existen beneficios asociados por disponer de una fuente alternativa para la generación (véase figuras 5-18 y 5-19). Por el contrario en tiempos cuando el *convenience yield* es alto el costo

alternativo de generación es significativo, es decir es procedente activar otras fuentes de generación de electricidad que permitan aumentar la rentabilidad del generador.

- En general se observó *backwardation* en el mercado energético de Colombia, pero existen largos periodos de contango (años 2010 y 2011) de tal forma que el *convenience yield* presenta tendencia positiva.
- En términos económicos el *convenience yield* es importante. Puntualmente el mercado colombiano de energía eléctrica reporta entre el 2010 y el 2014 una participación media de 32,24%, 38,89% y 41,01% del costo del agua en términos absolutos (calculado con base a contratos de futuros de 30, 60 y 90 días respectivamente) sobre el precio *spot modificado*. En lo corrido del año 2014, dicha relación (promedio del valor absoluto del *convenience yield* sobre precio *spot modificado* medio) es de 14,05%, 20,92% y 24,64% calculado con base a contratos de futuros de 30, 60 y 90 días respectivamente, lo cual significa que el mercado paga dichos márgenes del precio *spot* en el 2014 por el privilegio de almacenar agua para la generación eléctrica.

6. Conclusiones

El *convenience yield* (costo de oportunidad, rendimiento por conveniencia) comprendido como una alternativa para costear el agua para la hidrogenación es una herramienta que ayuda a entender las interacciones en el mercado eléctrico colombiano, este método de valoración representa objetiva y adecuadamente las relaciones existentes entre el mercado al contado, el mercado de contratos a futuro, el nivel de reservas de agua almacenadas y las expectativas sobre la disponibilidad del recurso hídrico en el país a partir de las condiciones meteorológicas.

La metodología del *convenience yield*, aplicada al *commodity* de la energía eléctrica en Colombia, cumple todos los postulados teóricos de la teoría de almacenamiento de derivados sobre *commodities* almacenables. De igual forma es pertinente indicar que el modelo de regresión propuesto para validar las relaciones entre las variables de interés es significativo estadísticamente y tiene un buen ajuste (97% de coeficiente de determinación), sin embargo no cumple con el supuesto de normalidad de los residuales, por lo cual debe ser revisado y complementado utilizando otras herramientas cualitativas de validación; adicionalmente se sugiere precaución en la interpretación de resultados utilizando el modelo propuesto en este trabajo (predicciones fundamentadas en la ecuación 5-2).

El principal resultado apunta a que el valor del agua para la hidrogenación queda definido por el valor absoluto del *convenience yield*, dicha magnitud es lo que realmente mide el costo de oportunidad (rendimiento por conveniencia) que debe considerar el generador a la hora de fijar el precio de oferta en el mercado eléctrico de Colombia. A su vez el signo de *convenience yield* proporciona información valiosa sobre la situación del mercado frente al recurso (signo negativo implica dominancia por parte del mercado *spot*, signo positivo implica dominancia del precio de bolsa frente a la capitalización de los flujos del contrato a futuro).

En el mercado eléctrico de Colombia existe aversión al riesgo ante sucesos del fenómeno de El Niño e incluso ante previsiones de ocurrencia del mismo, lo cual se manifiesta en un aumento del precio diario y la volatilidad asociada, haciendo que sea más valiosa la opción de producir para generar en la época de “sequía” que en el futuro (prevalecen los precios a

corto plazo), bajo dichas circunstancias se han manifestado participaciones del *convenience yield* en el precio *spot* hasta de un 50% (abril del 2014).

A pesar de que el mercado de derivados energéticos en Colombia es relativamente nuevo es viable la aplicación de la metodología del *convenience yield*, sin embargo los problemas relacionados con el tratamiento de los residuales en el modelo regresión lineal múltiple propuesto para validar las relaciones entre las variables del interés (costo del agua rezagado un día, precio de bolsa modificado y porcentaje diario promedio de reserva de agua y el *convenience yield*) sugieren que se debe refinar el análisis del fenómeno utilizando otras técnicas de estudio.

En términos de conclusión se encontró que el *convenience yield* F30D mostró mayor sensibilidad a la disponibilidad del recurso hídrico, razón por la cual se prueba que esta metodología de valoración representa la percepción de valor de las existencias de agua para la hidrogenación de electricidad y constituye una alternativa válida para el proceso de fijación del precio de oferta del *commodity*.

7. Bibliografía

- Aguilar, A., & Diaz, J. (2004). Una visión del mercado eléctrico colombiano. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).
- Bhanot, K. (2002). Value of an option to purchase electric power - the case of uncertain consumption. *Energy Economics*, 24, 121–137. doi:10.1016/j.bbr.2011.03.031.
- Black, F., & Scholes, M. (1973). The pricing of options and corporate liabilities. *Journal of Political Economy*, 81(3), 637–654. Retrieved from https://www.cs.princeton.edu/courses/archive/fall09/cos323/papers/black_scholes73.pdf
- Boletín informativo EPM: Por temporada seca las tarifas se incrementan de manera temporal.* (2014) (pp. 1–3). Colombia. Retrieved from https://www.epm.com.co/site/Portals/0/medios_de_comunicacion/boletines_de_prensa/2014/por_temporada_seca_las_tarifas_se_incrementaran.pdf
- Botterud, A., Kristiansen, T., & Ilic, M. D. (2010). The relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market. *Energy Economics*, 32(5), 967–978. doi:10.1016/j.eneco.2009.11.009
- Brennan, M. (1958). The supply of storage. *American Economic*, 48, 50–72. Retrieved from <http://www.jstor.org/discover/10.2307/1812340?uid=2134&uid=2&uid=70&uid=4&sid=21104158935631>
- Brennan, M. (1991). The price of convenience yield and the valuation of commodity contingent claims. *Øksendal, B*, 37–71.
- Burger, M., Graeber, B., & Schindlmayr, G. (2007). *Managing energy risk*. England: John Wiley and Sons.
- Cano, J. (2012). *Simulación de escenarios regulatorios para dar señales de largo plazo en los precios de la energía en bolsa en Colombia*. Universidad Nacional de Colombia.
- Cárcamo, U., & Franco, L. (2012). Una aproximación a la estimación de rendimientos de conveniencia y precios teóricos de futuros para commodities agropecuarios en Colombia. *Cuadernos de Administración*, 25(44), 141–173.
- Casassus, J., & Collin-Dufresne, P. (2005). Stochastic convenience yield implied from commodity futures and interest rates. *The Journal of Finance*, 60, 2283–2331. Retrieved from <http://www.jstor.org/discover/10.2307/3694749?uid=3737808&uid=2&uid=4&sid=21104110220111>

- CEER. (2006). Survey of capacity support mechanisms in the energy community. Atenas: Council European Energy Regulators ASBL. Retrieved from <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/55819.PDF>
- Cortázar, G., & Naranjo, L. (2006). An N-factor Gaussian model of oil futures prices. *Journal of Futures Markets*, 26(3), 243–268. Retrieved from <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/fut.20198/abstract>
- Cortazar, G., & Schwartz, E. S. (1994). The valuation of commodity contingent claims. *The Journal of Derivates*, 1, 27–35. Retrieved from [http://old.riskamerica.cl/papers/Commodity Contingent Claims.pdf](http://old.riskamerica.cl/papers/Commodity%20Contingent%20Claims.pdf)
- Cuadros, L., & Ortega, D. (2012). Derivex: Una herramienta para contratar la energía de consumo industrial. Bogo: Colegio de Estudios Superiores de Administración.
- Dahl, C. A. (2004). *International energy markets*. Oklahoma: Library of congress cataloging.
- De Juana, J. (2004). *Energías renovables para el desarrollo* (Primera Ed.). Thompson Paraninfo. Retrieved from [http://books.google.com.co/books?id=NyvcConR-xoC&printsec=frontcover&dq=energias+renovables&hl=es&sa=X&ei=A4GFUYi-NI_S9QTJ0oEI&ved=0CDwQ6AEwAw#v=onepage&q=energias renovables&f=false](http://books.google.com.co/books?id=NyvcConR-xoC&printsec=frontcover&dq=energias+renovables&hl=es&sa=X&ei=A4GFUYi-NI_S9QTJ0oEI&ved=0CDwQ6AEwAw#v=onepage&q=energias%20renovables&f=false)
- Deng, S., & Oren, S. (2006). Electricity derivatives and risk management. *Energy*, 31(6-7), 940–953. doi:10.1016/j.energy.2005.02.015
- Derivex. (2010). Caracterización del mercado eléctrico colombiano. Medellín, Colombia: Derivex.
- Derivex. (2013a). Derivados financieros sobre commodities energeticos. Bogotá.
- Derivex. (2013b). Derivados financieros sobre commodities energeticos. Bogotá. Retrieved from <http://www.derivex.com.co/Paginas/default.aspx>
- Díaz, T., & Hernández, T. (2003). *Futuros y opciones financieras: Una introducción* (Tercera ed., pp. 7–50). México D.F: Editorial Limusa S.A. Retrieved from [http://books.google.com.co/books?id=-mkzwwwDwPYC&printsec=frontcover&dq=futuros+y+opciones&hl=es&sa=X&ei=Ydf4U_f4KY6HyASw6oDIDw&redir_esc=y#v=onepage&q=futuros y opciones&f=false](http://books.google.com.co/books?id=-mkzwwwDwPYC&printsec=frontcover&dq=futuros+y+opciones&hl=es&sa=X&ei=Ydf4U_f4KY6HyASw6oDIDw&redir_esc=y#v=onepage&q=futuros%20y%20opciones&f=false)
- Dorsman, A., Westerman, W., Baha Karan, M., & Arslan, Ö. (2011). *Financial aspects in energy: A European perspective* (p. 119). London: Library of congress. Retrieved from [http://books.google.com.co/books?id=RjrkPHq9XgQC&pg=PA119&dq=contango+y+backwardation&hl=es&sa=X&ei=5TwTVNLYGOTgsASkr4HQDQ&ved=0CD0Q6AEwBA#v=onepage&q=contango y backwardation&f=false](http://books.google.com.co/books?id=RjrkPHq9XgQC&pg=PA119&dq=contango+y+backwardation&hl=es&sa=X&ei=5TwTVNLYGOTgsASkr4HQDQ&ved=0CD0Q6AEwBA#v=onepage&q=contango%20y%20backwardation&f=false)

- Dyner, I., Arango, S., & Larsen, E. (2006). Understanding Tthe Argentinean and Colombian electricity markets. In F. Sioshansi & W. Pfaffenberger (Eds.), *Electricity market reform. An international perspective* (pp. 595–615). Reuno Unido: Elsevier Ltd.
- Elvira, O., & Larraga, P. (2008). *Mercado de productos derivados: Futuros, forwards, opciones y productos estructurados* (pp. 9–13). Barcelona: Bresca Editorial S.L. Retrieved from http://books.google.com.co/books?id=q3piaeTdmikC&printsec=frontcover&dq=futuros+y+opciones&hl=es&sa=X&ei=Ydf4U_f4KY6HyASw6oDIDw&redir_esc=y#v=onepage&q=futuros+y+opciones&f=false
- Espínola, R. (2004). *Predicción a corto plazo de los precios de la energía eléctrica*. Universidad de Castilla - La Mancha. Retrieved from <http://www.uclm.es/area/gsee/aie/doctorado/Javier/Tesis Completa.pdf>
- Eydeland, A., & Geman, H. (1998). Some fundamentals of electricity derivatives. Paris: University Paris IX Dauphine and ESSEC.
- Fama, E. F., & French, K. R. (1988). Dividend yields and expected stock returns. *Financial Economics*, 22, 3–25. Retrieved from http://faculty.chicagobooth.edu/john.cochrane/teaching/Empirical_Asset_Pricing/Fama_french_dividend_yields.pdf
- Fleten, S.-E., & Lemming, J. (2003). Constructing forward price curves in electricity markets. *Energy Economics*, 25, 409–424.
- Gibson, R., & Schwartz, E. S. (1990). Stochastic convenience yield and the pricing of oil contingent claims. *The Journal of Finance*, 45(3), 959–976. Retrieved from <http://www.anderson.ucla.edu/faculty/eduardo.schwartz/articles/42.pdf>
- Harris, C. (2009). *Electricity markets*. England: John Wiley and sons Inc.
- Hull, J. C. (2009). *Options, futures and other derivatives* (Seventh Ed.). Toronto: Prentice Hall.
- James, T. (2008). *Energy markets price risk management and trading*. Singapore: John Wiley and Sons.
- Kaldor, N. (1939). Speculation and economic stability. *The Review of Economic Studies*, 7, 1–27. Retrieved from <http://www.jstor.org/discover/10.2307/2967593?uid=2&uid=4&sid=21104158935631>
- Kjærland, F. (2007). A real option analysis of investments in hydropower — The case of Norway. *Energy Policy*, 35(0301), 5901–5908. doi:10.1016/j.enpol.2007.07.021
- Kjærland, F., & Larsen, B. (2010). The value of operational flexibility by adding thermal to hydropower : A real option approach, 2, 43–61.

- Kristiansen, T. (2007). Pricing of monthly forward contracts in the Nord Pool market. *Energy Policy*, 35, 307–316. doi:10.1016/j.enpol.2005.11.030
- Laughton, D., & Jacoby, H. (1993). Reversion timing, and long term decision-making. *Financial Management*, 22(3), 225–240. Retrieved from <http://connection.ebscohost.com/c/articles/9412050543/reversion-timing-options-long-term-decision-making>
- Lemos, S., & Botero, S. (2012). Optimización del portafolio de generación hidro-térmico en el mercado eléctrico colombiano. *DYNA*, 175, 62–71. Retrieved from http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0012-73532012000500007&script=sci_arttext
- Lucia, J. J., & Schwartz, E. S. (2002). Electricity prices and power derivatives. Evidence from the Nordic Power Exchange. *Review of Derivatives Research*, 5, 5–50. Retrieved from <http://link.springer.com/article/10.1023/A:1013846631785>
- Milonas, N. T., & Henker, T. (2001). Price spread and convenience yield behaviour in the international oil market. *Applied Financial Economics*, 11(1), 23–36. doi:10.1080/09603100150210237
- Morales, E. (2012). Teoría de almacenaje y el efecto del nivel de inventarios en la dinámica del precio spot del petróleo. *Pontificia Universidad Católica de Chile Escuela de Ingeniería*. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Ng, V., & Pirrong, C. (1994). Fundamentals and volatility: storage, spreads and the dynamics of metals prices. *The Journal of Business*, 67(2), 203–230. Retrieved from <http://www.jstor.org/discover/10.2307/2353103?uid=2&uid=4&sid=21104159140171>
- NOAA. (2014). Serie historica indice ENSO. Earth System Research Laboratory. Retrieved from <http://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/table.html>
- Ossa, D. (2012). *Análisis del comportamiento estratégico de los agentes generadores en el mercado eléctrico*. Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/8422/1/98668732.2012.pdf>
- Pindyck, R. S. (2001). The dynamics of commodity Spot and futures markets: A primer. *The Energy Journal*, 22(3). doi:10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol22-No3-1
- Restrepo, M. I., Arango, S., & Vélez, L. G. (2008a). La confiabilidad de los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad. *Cuadernos de Economía*, 19(7), 199–222. Retrieved from <http://www.revista.unal.edu.co/index.php/ceconomia/article/view/32868>
- Restrepo, M. I., Arango, S., & Vélez, L. G. (2008b). La confiabilidad de los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad. *Cuadernos de Economía*, 19(7), 199–222.

- Roldán, J. (2008). *Fuentes de energía*. Madrid: Cengage Learning Paraninfo S.A. Retrieved from http://books.google.com.co/books?id=1VSdl7o_t2kC&printsec=frontcover&dq=fuentes+de+energía&hl=es&sa=X&ei=032FUc6VClq89QSAplG4Bg&ved=0CC0Q6AEwAA
- Salazar, G., & Pantoja, J. (2009). *Evidencia empírica en alta frecuencia de la prima de riesgo forward para los mercados de energía en Colombia*. Universidad EAFIT. Retrieved from <http://repository.eafit.edu.co/handle/10784/222>
- Sancho, J., Miró, R., & Gallardo, S. (2006). *Gestión de la energía*. Valencia, España: Editorial Universidad Politécnica de Valencia. Retrieved from <http://books.google.com.co/books?id=5I-sVrILeCcC&printsec=frontcover&dq=fuentes+de+generacion+de+energía+eléctrica+pdf&hl=es&sa=X&ei=6jqBUY2RPPer4AON9YDwCg&ved=0CGAQ6AEwCA#v=onepage&q&f=false>
- Schwartz, E. S. (1997). The stochastic behavior of commodity prices: Implications for valuation and hedging. *The Journal of Finance*, 52(3), 923–973. Retrieved from <http://people.oregonstate.edu/~thomanen/Geo599/Schwartz.pdf>
- Serhan, N. (2010). *Pricing power derivatives : Electricity swing options*. University of Ulm.
- Serna, C. (2012). *Análisis comparativo del nuevo mercado de derivados financieros de energía en Colombia con otros mercados internacionales de electricidad , problemas potenciales y posibles soluciones*. Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/6768/>
- Serway, R. A., & Beichner, R. J. (2002). *Física para ciencias e ingeniería*. México D.F: McGraw-Hill.
- Sioshansi, F. P., & Pfaffenberger, W. (Eds.). (2006). *Electricity market reform: An international perspective*. Elsevier.
- Stoft, S. (2002). *Power system economics designing markets for electricity*. IEE Press & WILEY-INTERSCIENCE.
- UPME. (2005). Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Retrieved from http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/generacion/costos_indicativos_generacion_ee.pdf
- UPME. (2013). Proyección de demanda de energía eléctrica en Colombia. Bogotá. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Docs/Energia/PROYECC_DEMANDA_ENERGIA_OCTUBRE_2010.pdf

- Villareal, O., & Landeta, J. (2010). El estudio de casos como metodología de investigación científica en la dirección y economía de la empresa. Una aplicación a la internacionalización. *Investigaciones Europeas de Dirección Y Economía de La Empresa*, 16(3), 31–52. Retrieved from <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=274119490001>
- Weron, R. (2008). Market price of risk implied by Asian-style electricity options and futures. *Energy Economics*, 30(3), 1098–1115. doi:10.1016/j.eneco.2007.05.004
- Willems, B., & Morbee, J. (2009). Market: How options hedging and investments in the electricity sector. *Energy Economics*, 32(July 2008), 1–33. Retrieved from https://lirias.kuleuven.be/bitstream/123456789/198270/4/WillemsMorbee09_Market_Completeness_Hedging_Investments_20090330.pdf
- Working, H. (1949). The theory of price of storage. *The American Economic Review*, 39(6), 1254–1262. Retrieved from <http://www.jstor.org/discover/10.2307/1816601?uid=2134&uid=2&uid=70&uid=4&sid=21104158935631>
- Yin, R. (2014). *Case study research - Design and methods* (Quinta Edi., pp. 10–17). SAGE Publications Inc.