

**VIABILIDAD DE UN MERCADO DE OPCIONES Y FUTUROS EN EL  
SECTOR DE LA ENERGÍA ELECTRICA EN COLOMBIA**

**JAVIER ORLANDO PANTOJA ROBAYO  
NORBERTO DUQUE MONTOYA**

**INSTITUTO TECNOLOGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY  
UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA  
MAESTRIA EN ADMINISTRACIÓN  
BUCARAMANGA  
2004**

**VIABILIDAD DE UN MERCADO DE OPCIONES Y FUTUROS EN EL  
SECTOR DE LA ENERGÍA ELECTRICA EN COLOMBIA**

**JAVIER ORLANDO PANTOJA ROBAYO  
NORBERTO DUQUE MONTOYA**

**Tesis de Grado para optar El título de  
Magíster en Administración**

**Directora de Tesis  
DRA. GLORIA CECILIA TAMAYO  
Profesora de Tiempo Completo Universidad Eafit  
Medellín**

**Asesor Metodológico  
ELVIA INÉS CORREA  
Coordinadora del Área de Humanidades  
Escuela de Ingeniería de Antioquia  
Medellín**

**INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY  
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA  
MAESTRIA EN ADMINISTRACIÓN  
BUCARAMANGA  
2004**

**NOTA DE ACEPTACIÓN:**

---

---

---

---

---

---

---

---

---

**Firma del Jurado**

---

**Firma del Jurado**

**Bucaramanga, \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2004.**

## **DEDICATORIAS.**

Dedico esta tesis a mi esposa Clara Eugenia,  
A mis hijos: Sebastián y Laura Marie  
Y a mis padres: Carlos y Gladis.  
Por ser mi inspiración cada uno de los días de mi vida,  
Y darme la fuerza para continuar el camino ,  
En este largo trasegar de la vida y  
La formación personal.  
Javier Pantoja R.

Dedico esta tesis a mis hijos Mateo y Manuela.  
Norberto Duque.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Página</b>
RESUMEN	9
ABSTRAT	10
1. INTRODUCCIÓN.	11
2. MARCO TEÓRICO	16
2.1. ESTUDIO DE MERCADOS INTERNACIONALES QUE EN LA ACTUALIDAD HAN IMPLEMENTADO EL FOM.	16
2.2. ESTRUCTURA ACTUAL DEL MERCADO COLOMBIANO	29
2.3. ESTUDIO DE LA TECNEKCON ENERGY RISK ADVISORS.	59
2.4. ESTUDIO DE LA ESTRUCTURA PROPUESTA POR TERA.	62
2.5. ESTUDIO CONCEPTUAL DE LOS INSTRUMENTOS DERIVADOS.	64
2.6. SIMULACIÓN DE LA ESTRUCTURA PROPUESTA POR TERA.	64
2.7. COMPARACIÓN DEL CARGO POR CAPACIDAD Y EL MERCADO DE OPCIONES.	68
2.8. SIMULACIÓN DEL FOM – JUEGO DE LA BOLSA.	69
2.9. SISTEMA ELECTRÓNICO DE CONTRATOS NORMALIZADOS BILATERALES. SEC.	70
3. METODO DE INVESTIGACIÓN.	71
3.1. METODOLOGÍA GENERAL.	71
3.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INVESTIGACIÓN.	72
3.3. MÉTODOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.	74
3.4. MÉTODOS Y TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN.	77
4. RESULTADOS.	78
4.1. VIABILIDAD DEL MERCADO DE OPCIONES Y FUTUROS EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.	78
4.2. MÉTODOS DE VALORACIÓN DE OPCIONES.	89
4.3. DEFINICIÓN DE PRECIOS DE EJERCICIO.	98
4.4. PERIODO DE TRANSICIÓN.	99
4.5. REEMPLAZO DEL CARGO POR CAPACIDAD POR SISTEMA DE OPCIONES.	99
5. CONCLUSIONES.	103
6. RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS.	105
6.1. RECOMENDACIONES.	105

6.2. TRABAJOS FUTUROS.	106
7. BIBLIOGRAFÍA.	107

### LISTA DE TABLAS

	Página.
1. ESCENARIOS SEGÚN VOLATILIDAD.	21
2. ARREGLO DE RIESGO.	22
3. MATRIZ DE CORRELACIONES.	22
4. CÁLCULO DE MARGENES EN NORD POOL.	23
5. GARANTÍAS EN PJM – NYMEX.	25
6. DESPACHO DE CONTRATOS PJM.	26
7. PARTICIPACIÓN DE LOS AGENTES EN EL MEM – COLOMBIA.	32
8. CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN EL MEN.	35
9. TRANSACCIONES EN EL MEN.	43
10. PRECIO DE BOLSA Y PRECIO DE CONTRATOS - MEM.	52
11. CONTRATOS DESPACHADOS EN 2003. MEM.	54
12. COMPARACION PRECIOS PROMEDIO DE ENERGÍA EN CONTRATOS Y BOLSA.	55
13. EVOLUCIÓN DEL PRECIO PROMEDIO MENSUAL.	56
14. PERIODO DE TRANSICIÓN.	60
15. CUADRO COMPARATIVO DE MERCADOS.	81
16. CÁLCULO DE LA VOLATILIDAD DINÁMICA.	93
17. MODELO PL. PARA CALCULAR LAMBDA.	96
18. ESTADÍSTICAS DE VALORACIÓN.	97
19. SIMULACIÓN DE PRECIOS DE EJERCICIO.	99

### LISTA DE GRÁFICAS

	Página.
1. REGIÓN DEL MERCADO NÓRDICO.	16
2. VOLATILIDAD DE PRECIOS NORD POOL.	17
3. COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD.	18
4. TRANSACCIONES EN EL NORD POOL.	23
5. VOLATILIDAD DEL PRECIO EN PJM- NYMEX.	28
6. ESTRUCTURA FÍSICA PJM.	28
7. AGENTES MEM – TRANSPORTADORES.	30
8. AGENTES MEM. COMERCIALIZADORES – GENERADORES.	31
9. CAPACIDAD.	31
10. CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN MEM.	33
11. CRECIMIENTO DE LA ECONOMÍA COLOMBIANA.	34

12. COMPARACIÓN DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA.	35
13. DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA.	36
14. DEMANDA DE ELECTRICIDAD COMO PORCENTAJE DE LA GENERACIÓN.	37
15. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA.	37
16. DEMANDA NO ATENDIDA.	38
17. DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA.	38
18. GENERACIÓN TOTLA VS. DEMANDA DEL SIN.	39
19. CURVA DE OFERTA.	39
20. APORTES Y RESERVAS DEL SIN.	40
21. MARCACIÓN DEL PRECIO DE BOLSA.	41
22. TRANSACCIONES EN EL MEM.	42
23. TRANSACCIONES EN LA BOLSA.	44
24. TRANSACCIONES EN CONTRATOS.	45
25. TRANSACCIONES EN LA BOLSA, CONTRATOS Y DEMANDA.	45
26. TRANSACCIONES EN BOLSA Y CONTRATOS DE COMERCIALIZADORES.	46
27. TRANSACCIONES EN BOLSA Y CONTRATOS GENERADORES.	47
28. PRECIO DE ENERGÍA EN BOLSA.	48
29. PRECIO DE BOLSA – CERE. FAZNI.	49
30. VOLATILIDAD DEL PRECIO DE BOLSA.	49
31. TRANSACCIONES EN EL MEM COMO % DE LA DEMANDA.	50
32. NÚMERO DE CONTRATOS VIGENTES.	51
33. TIPOS DE CONTRATOS.	51
34. PRECIO DE BOLSA Y CONTRATOS.	55
35. PRECIO PROMEDIO DE CONTRATOS.	57
36. PRECIO DE BOLSA Y CONTRATOS – MEM.	57
37. EVOLUCIÓN DEL PRECIO PROMEDIO.	58
38. VOLATILIDAD DEL PRECIO DE CONTRATOS.	58
39. PRECIO DE BOLSA VS PRECIO DE CONTRATOS.	86
40. VOLATILIDAD DEL PRECIO DE ENERGÍA HISTÓRICO.	92
41. DISTRIBUCIÓN DE LA VOLATILIDAD EXPONENCIAL.	94
42. VALOR ESPERADO DE LA OPCIÓN.	97
43. VALOR ESPERADO DEL PRECIO DE EJERCICIO.	98

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Páginas.</b>
1. MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.	109
2. ESTUDIO DE LA TEKNEKCON ENERGY RISK ADVISORS.	136
3. ANÁLISIS DE TIERRY DEFAUW.	140
4. SIMULACIÓN DE LA ESTRUCUTRA PROPUESTA POR TERA.	167
5. SIMULACIÓN DEL MERCADO COMO JUEGO DE BOLSA.	185
6. SISTEMA ELECTRÓNICO DE CONTRATOS NORMALIZADOS BILATERALES.	201



## RESUMEN

En el mundo los Mercados de activos tangibles e intangibles, se ven afectados por la incertidumbre que está inmersa en la dispersión de los precios en función del tiempo, llamada volatilidad. Por tal motivo el concepto de riesgo es el principal componente para la toma de decisiones en el caso de inversión, financiamiento o simplemente la adquisición de bienes. Los Mercados de futuros y opciones que en el mundo nacen en el año 1650 en Japón, se han constituido como uno de los mecanismos más efectivos de cobertura.

En Colombia el desarrollo de este tipo de mercados es muy incipiente. Con algunos avances en el sector agropecuario (Bolsa Agropecuaria) y algo en el sector financiero, otros sectores no han incursionado en este tipo de Mercados, a pesar de ser una necesidad inminente. El sector de la energía eléctrica en Colombia lleva años tratando de implementar un mercado organizado para la compra y venta de electricidad, donde se proporcione instrumentos de cobertura, libertad de actuación y equidad, pero a pesar de presentar avances muy significativos, solo con el montaje de una clearing house se podrá contar efectivamente con un Mercado de Opciones y Futuros en toda su magnitud.

Esta tesis explora las variables críticas que se deben considerar, para que sea posible el montaje de una clearing house en el sector de la energía eléctrica en Colombia, y presenta soluciones en términos de las condiciones de operación, manejo de garantías, valoración de instrumentos, además del análisis de la posible sustitución de los métodos que se utilizan para asegurar la confiabilidad, como es el caso del Cargo por Capacidad. Todo lo anterior teniendo en cuenta que se debe presentar un periodo de transición entre el mercado actual y un Mercado de Opciones y futuros.

## **ABSTRAT**

The markets of the tangible and intangible goods, are affected by uncertainty that is reflected in prices volatility. In consequence, analysis of risk is key to be considered to take investments and financial decisions. The Future and Options Markets was born in Japan in 1650 and today are an effective mechanism to hedging.

In Colombia, the development of this kind of markets is very incipient. In the agricultural sector, have had some advances with the Bolsa Nacional Agropecuaria BNA. In the financial Sector exist some instruments operating in the last years in the currency market.

The electrical sector is regulated by the Comision de Regulación de Energía y Gas CREG. In the recent years, the CREG had been working to define rules to creation of the Futures and Options Market in a Electrical Sector. In this intention, the CREG had contracted several studies with consultant like TERA and Mercados Energéticos Consortium,

This dissertation analyze the conditions required to create this Future and Options Market in the Colombian Electrical Sector and presents the reasons to include a Clearing House to guarantee the operations in this market.

In addition, is presented a methodology to value options based in a dynamic model of volatility.

## 1. INTRODUCCIÓN

Uno de los genios más grandes de la historia, que en mayor medida contribuyó al progreso de la civilización, fue Thomas Alba Edison <sup>1</sup> quien encontró que el uso de la electricidad es el motor del desarrollo de la Humanidad.

La mayor contribución de Edison fue el sistema de iluminación, que daría las bases a los actuales sistemas de generación, interconexión y distribución eléctrica, perfeccionados por la Westinghouse Electric con el sistema Tesla, basado en el uso de la corriente alterna.<sup>2</sup>

En la actualidad los países del mundo basan su desarrollo y el bienestar de sus gentes, en el aprovechamiento de la energía eléctrica obtenida a partir de diferentes fuentes. Los mercados de energía eléctrica han alcanzado importantes desarrollos en los últimos 20 años en cuanto a competencia y eficiencia económica y dicho crecimiento está altamente correlacionado con el crecimiento de cada país donde se ubica el mercado.

El presente trabajo, requisito para optar al título de MBA, tiene como finalidad analizar la viabilidad de la implantación de un Mercado Organizado de Opciones y Futuros FOM, en Colombia, cuyo subyacente sea la energía eléctrica. Para tal efecto se parte del análisis de las condiciones en las cuales operan los mercados que en la actualidad ya cuentan con la estructura de una clearing house que permite transar utilizando instrumentos de cobertura como son las opciones, futuros y Forwards. En este estudio se tomaron los dos casos más representativos en términos de poseer ya un esquema montado y que funciona como un FOM, estos son:

- Nord Pool: que integra a Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca. Desarrollaron un mercado financiero basado en contratos a plazo, Futuros, opciones y contratos por diferencias.
- PJM - NYMEX: El PJM transa en el New York Mercantile Exchange, Mercado de Energía en Estados Unidos.

---

<sup>1</sup> Thomas alba Edison, Nació en Ohio el 11 de Febrero de 1847 y es considerado uno de los más prolíficos inventores de todos los tiempos, contribuyendo con 1093 inventos entre los cuales se cuenta entre otros con el fonógrafo, la lámpara eléctrica y es considerado el pionero en los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica.

<sup>2</sup> N. Tesla, discípulo de Edison, quien creo un sistema de generación y distribución eléctrica para los sistemas de alumbrado, basado en corriente alterna. Tomado de la [www.cec.uchile.com](http://www.cec.uchile.com)

Después de estudiar en estos mercados las variables críticas que permiten su operación, se hace un análisis detallado de estas variables en el mercado Colombiano y conjuntamente con el análisis ex – post facto, de estudios realizados sobre el mercado Colombiano por firmas consultoras del exterior, que concluyeron con experimentación mediante simulaciones y juegos de Bolsa.

En Primera instancia es importante plantear las condiciones que en la actualidad no permiten que el mercado actual funcione con eficiencia, siendo unas inherentes a los mercados de energía eléctrica en general y otras propias del mercado Colombiano.

Algunos de los principales problemas inherentes a los mercados de energía eléctrica son la volatilidad de los precios de la energía, la confiabilidad del suministro, la liquidez en la negociación de la energía a futuro, la participación de la demanda y la oferta en la formación de los precios y la libertad de actuación de los participantes en estos mercados, hechos que dificultan la conformación de un mercado eficiente donde opere la “Mano Invisible” (Smith) de la Economía.

En el caso Colombiano el Mercado de la Energía Eléctrica, posterior a la Constitución Política del año 1991 y a la promulgación de las Leyes 142 y 143 de 1994 - Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica, la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- definió un marco de regulación global, orientado a organizar de manera eficiente y económica las transacciones que se realizan entre agentes sectoriales, cumpliendo al mismo tiempo con los criterios de operación confiable y segura del Sistema Interconectado Nacional.

El enfoque adoptado condujo al diseño del denominado Mercado Mayorista de Electricidad, el cual entró en funcionamiento el 20 de Julio de 1995. En las Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- fue definido como: "Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables".

El funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad, está soportado en la existencia de una bolsa de energía ("pool de generadores") donde se realizan intercambios comerciales definidos en el contexto de un mercado "spot" con resolución horaria y un Operador central del Sistema Interconectado Nacional (Centro Nacional de Despacho –CND-). En el Anexo 1, Reglas, Características y Evolución del Mercado Mayorista de Electricidad en Colombia se presentan los aspectos más relevantes de este Mercado Mayorista.

En el Mercado Mayorista de Electricidad Colombiano, el Ente Regulador –CREG- definió tres instrumentos para administrar la confiabilidad del suministro de la electricidad: El Cargo por capacidad, los Niveles Mínimos operativos de los Embalses N.M.O. y las Reglas de Racionamiento. Estos tres conceptos se describen también en el Anexo 1.

En la actualidad el Mercado Mayorista de energía eléctrica en Colombia brinda las condiciones para que se lleve a cabo la compra venta de energía eléctrica, con mecanismos de regulación que buscan asegurar la confiabilidad, seguridad y calidad del suministro del producto. El estudio de este Mercado ha llevado a detectar algunas oportunidades de mejoramiento en aspectos tales como cobertura de riesgo de los precios dada la alta volatilidad de las variables involucradas, liquidez en la negociación de los contratos de largo plazo y señales de largo plazo para la expansión, entre otros. Estudios realizados en los últimos años<sup>3</sup>, confirman estos como los problemas en Mercado Actual de Energía Eléctrica en Colombia:

- *Falta de liquidez de los contratos actuales:*

El mercado actual de contratos se está llevando a cabo mediante acuerdos a plazo (Forward), los cuales son acuerdos entre las partes, que no poseen ningún tipo de estandarización, evidenciándose en el número (más de 40 tipos de Contratos según información de Interconexión Eléctrica S.A. ISA ESP) siendo difícil vender o endosar a un tercero, es decir, la liquidez de estos contratos es baja.

- *Discriminación en el mercado de contratos:*

En el mercado actual es plenamente identificable el contratante por el hecho de que no existe anonimato, por este motivo se presta para discriminación, especialmente de agentes que presentan dificultades financieras para su cumplimiento.

- *Mercados artificiales.*

El esquema actual no asigna responsabilidades por agotamiento o déficit, dado que en un evento de déficit, por ejemplo la sequía asociada con un ENSO (El Niño Southern Oscillation), se socializan los faltantes sin que esto tenga relación con los contratos suscritos.

- *Restricciones en el manejo de los embalses con Niveles Mínimos Operativos.*

La regulación de niveles mínimos operativos implica cuidar los embalses para que estos no bajen de unos niveles mínimos establecidos y con ello se evita el racionamiento en épocas de sequía (asociadas con un ENSO). A pesar de ser una medida que apunta directamente a la confiabilidad del suministro, desde el punto de vista de los agentes generadores se pueden presentar

---

<sup>3</sup> TEKNECON ENERGY RISK ADVISORS,LLC TERA, Escisión del SIC – Bolsa de Energía Eléctrica de las actividades comerciales de Interconexión Eléctrica S.A. ISA. 2001, 200 paginas.

restricciones para el cumplimiento de los contratos de largo plazo como consecuencia de esta regulación.

- *Distribución administrada de la renta Cargo por Capacidad –CxC-*.

El cargo por capacidad es un dinero que se distribuye entre los agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema, en condiciones supuestas de hidrología crítica durante una estación de verano. Con este cargo se busca garantizar la confiabilidad del suministro. Como la energía no es un bien almacenable, el cargo por capacidad no asegura necesariamente el cumplimiento de los contratos pactados por los Agentes generadores.

- Falta de instrumentos de cobertura para riesgos de precio y cantidades:

Los precios de la energía (componente asociada a la generación G) que se transan en el mercado mayorista Colombiano poseen alta volatilidad que no es más que el reflejo de la aleatoriedad de los mercados por múltiples razones (hidrologías, demanda, disponibilidad de los recursos de generación, etc.). El esquema actual no proporciona elementos suficientes de cobertura para los participantes del mercado, a pesar de la creatividad mostrada por los agentes en el diseño de los contratos bilaterales.

- Falta de señales para expansión en generación:

No existe claridad sobre las operaciones en el futuro, que permitan establecer un programa de crecimiento en la generación con mayor nivel de certeza.

- Presiones sobre el precio del mercado Spot

Dependiendo de las posiciones adoptadas por los participantes en la contratación a largo plazo de la energía, pueden presentarse presiones en el corto plazo para aumentar o disminuir los precios en el mercado SPOT.

Con base en lo anterior, se ha considerado que para crear condiciones de igualdad, seguridad y permitir que los participantes del mercado puedan intervenir libremente en un esquema eficiente, se debe crear un esquema adicional al mercado SPOT que permita la cobertura y la libertad de actuación de los diversos participantes de un mercado con posibilidad de operar con posiciones de cobertura, arbitraje y especulación dinamizando el mercado y generando señales de largo plazo para la expansión con impacto sobre la confiabilidad del suministro.

Por lo tanto la pregunta que se plantea es:

¿Es viable en Colombia el montaje de un mercado organizado de Opciones y Futuros sobre energía que permita la cobertura de riesgo, genere señales de expansión, permita la liquidez y asegure la confiabilidad?

El objetivo de este trabajo es precisamente responder a esta pregunta y a lo largo de él vamos a argumentar si es viable o no un FOM, Mercado de Opciones y Futuros, en el sector de la energía eléctrica en Colombia. Finalmente, se analizarán las condiciones bajo las cuales se daría la transición entre el mercado actual y un nuevo Mercado que se adapte a nuestras condiciones de tamaño, riesgo y confiabilidad.

Con base en el análisis citado y la revisión de otras fuentes de información como se referencia en el marco teórico, se realizó un análisis combinado de las diferentes propuestas frente al proyecto presentado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG de un Sistema Electrónico de contratos (SEC) como una fase inicial o período de transición a un Mercado de Opciones y Futuros estandarizado.

Como resultado del estudio mediante el análisis combinado de las propuestas y del Proyecto SEC de la CREG, se establecieron las condiciones de funcionamiento y viabilidad del Mercado Organizado para transar energía eléctrica en Colombia mediante el uso de Instrumentos Financieros derivados.

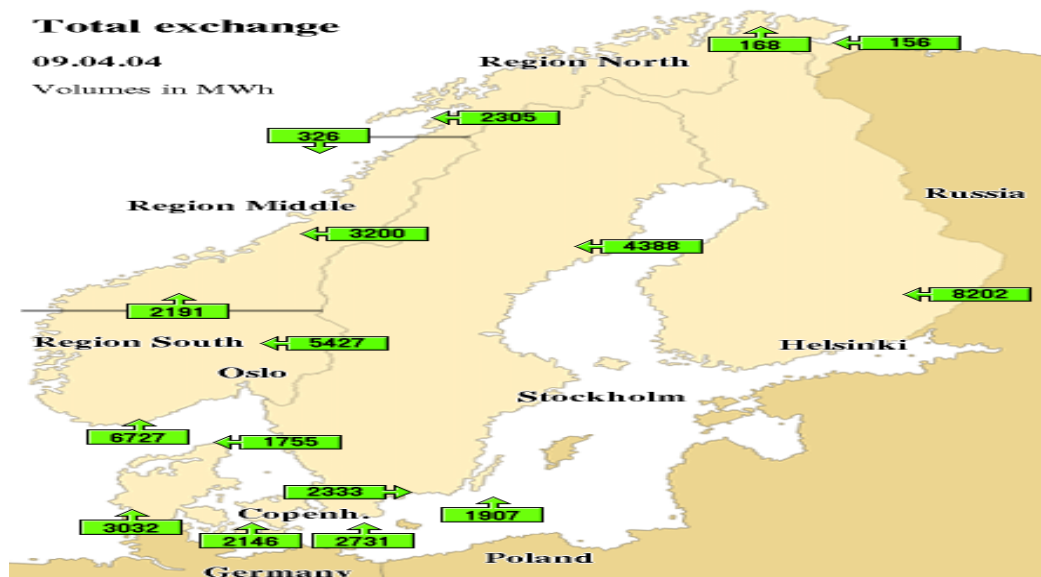
En los siguientes capítulos de esta tesis se presenta el marco teórico que evidencia el estado del arte en la temática relacionada de este trabajo (Capítulo 2). En el Capítulo 3 se presenta el método de investigación utilizado. En el Capítulo 4 se presentan los resultados de la investigación, en el Capítulo 5 las conclusiones y en el último capítulo se dan las recomendaciones y posibilidades de trabajos futuros.

## 2 - MARCO TEÓRICO

### 2.1 ESTUDIO DE MERCADOS DEL EXTERIOR QUE EN LA ACTUALIDAD YA ESTABLECIERON LA ESTRUCTURA DEL MERCADO DE OPCIONES Y FUTUROS PARA TRANSAR ENERGÍA ELÉCTRICA.

#### 2.1.1. Mercado de Países Nórdicos Nord Pool.

El NORD POOL es el mercado de energía eléctrica de los países nórdicos conformado por Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca. Este mercado desarrollo uno de los esquemas más avanzados de clearing house, sus operaciones se basan en un mercado financiero basado en contratos a plazo o Forwards, Futuros, opciones y contratos por diferencia.



Gráfica No. 1

fuelle: [www.nordpool.com](http://www.nordpool.com)

En la gráfica No. 1 se muestra la región que abarca el mercado Nórdico con una capacidad de generación de 46994 MWh. Es bueno considerar que en el caso del mercado Nórdico, la generación es básicamente de tipo hidráulico que implica menor nivel de volatilidad con respecto a los costos de generación pero al mismo tiempo mayor dependencia de factores hidrológicos.

Este mercado es uno de los más desarrollados en términos de cubrimiento de riesgo y manejo de Clearing House. A continuación se describe como opera la

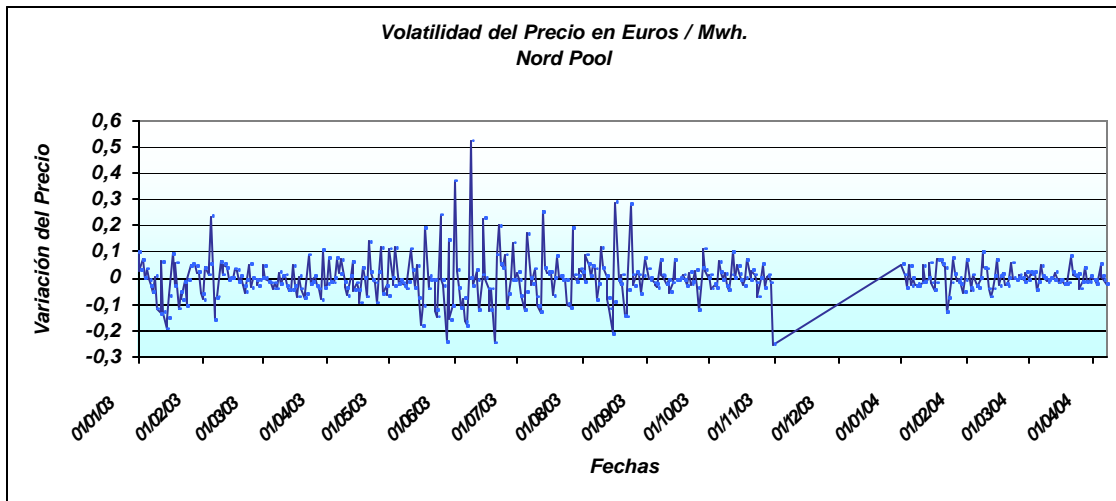


clearing house dentro de este mercado que incluye el mercado financiero dentro de sus operaciones.

### 2.1.1.1 Volatilidad de precio.

Como uno de los principales objetivos de la clearing house es la cobertura del riesgo de mercado a continuación se muestra el comportamiento de los precios en lo que va corrido del 2004 y el 2003, junto con su volatilidad.

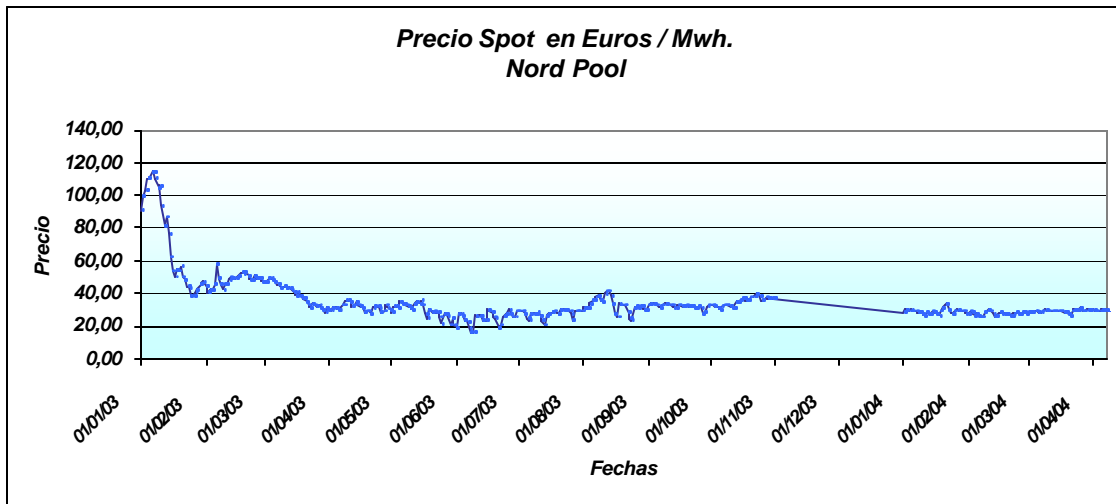
En la gráfica se aprecia que los precios spot de la energía en Euros por Mega Vatio hora son altamente volátiles, motivo por el cual se hacía necesario establecer mecanismos de cobertura que permitieran disminuir el riesgo de mercado para los generadores y comercializadores de la energía eléctrica dentro de este mercado.



Gráfica No. 2 Volatilidad. fuente: Los autores con Información de [www.nordpoo.com](http://www.nordpoo.com)

La variación de precios se refleja con niveles de volatilidad del orden de 7,76% diario que para un periodo anual de 250 días se establece en 122,69% anual.

Los niveles de precios en Euros por Mega Vatio hora se muestran en la siguiente gráfica, donde se registra los precios spot registrados en lo que va corrido del año y el año anterior.



**Gráfica No. 3 Precios.** fuente: Los autores con Información de [www.nordpool.com](http://www.nordpool.com)

### 2.1.1.2. Cálculo y liquidación de Garantías.

La Clearing House de Nord Pool denominada NPC, ASA's. Calcula las garantías de sus miembros para poder liquidar los llamados a margen, esto lo hace mediante el software NORDIC SPAN. El NORDIC SPAN es el nombre que se dio a la implementación del SPAN en el NORD POOL, SPAN es la abreviatura de Estándar Porfolio Análisis of Risk, y es un sistema para calcular los llamados a Margen desarrollado por la Chicago Mercantile Exchange in los Estados unidos fue introducido en 1988 y es utilizado por más de 30 bolsas de Derivados en todo el mundo, por ejemplo la London Clearing house implementó London SPAN, basado en la misma metodología de la Nordic SPAN, para energía.

En la NPC, todos los miembros reciben diariamente reporte de sus transacciones, Posiciones Netas, llamados a Margen y liquidación de sus posiciones de mercado, por motivos contables se distribuyen listados mensuales y si los miembros lo desean se suscriben para tener reportes semanales.

El punto de partida del sistema NORDIC SPAN es la definición del número de participantes, de las posiciones de contrapartida en los contratos, el valor en riesgo de un miembro en relación con su garantía en el caso en que su posición en el mercado se mueva simultáneamente en dirección desfavorable. Si un miembro no cumple con los requerimientos de la garantía, la NPC, cerrará sus posiciones en el mercado con relación a su valor y nivel de riesgo.

El llamado a margen de cada miembro es el adecuado para cubrir las pérdidas del portafolio que pudiesen darse antes del próximo llamado en la transacción del día siguiente si el mercado se mueve en dirección desfavorable. NPC requiere que los miembros cubran la garantía que iguale a la garantía inicial para evitar el riesgo de un nuevo llamado.

### 2.1.1.3. Parámetros del Nordic SPAN.

Los parámetros que son requeridos en el Nordic SPAN para el cálculo del llamado a margen son básicamente el escenario de riesgo primario y de crédito basado en time spread (correlación).

Se especifican 11 parámetros que son incluidos en el modelo Nordic SPAN:

- 1) Desviación Estándar.
- 2) Intervalo de Confianza.
- 3) Matriz de correlación.
- 4) Valor Marginal – Correlación.
- 5) Altos y bajos por Volatilidad.
- 6) Límites superior e inferior en intervalos de riesgo para contratos de futuros.
- 7) Límites superior e inferior por volatilidad.
- 8) Escenario extremo.
- 9) Tasa de covarianza en escenario extremo.
- 10) Modelos de fijación de precios en contratos de opciones.
- 11) Tasa de interés libre de riesgo.

De estos parámetros se explican con detenimiento los cinco más importantes.

- Desviación Estándar.

La desviación estándar en base diaria refleja la volatilidad diaria en los diferentes periodos de ejecución o entrega y se constituye en el parámetro fundamental o central para el cálculo de los escenarios de riesgo. La volatilidad es además un factor común para los contratos de energía que tienen un tiempo para el vencimiento, un periodo de negociación, Fecha de entrega la cual no es susceptible de cambio, y el tiempo para el cierre de los contratos que no es otro que el inicio del periodo de entrega. Por que de esta forma la desviación estándar esta limitada, con base en el número de días que faltan para la mediana del periodo de entrega y no la movimiento de los precios para un contrato en particular. El método de cálculo tiene una amplia colección de datos y el resultado puede ser usado para todos los periodos de entrega. En este caso la desviación estándar es calculada para 21 diferentes puntos de observación en comparación con los días que faltan para la mediana del periodo de entrega; 1, 8, 15, 22, 29, 36, 43, 50, 57, 85, 113, 141, 169, ..., 603, 729 y 1107. En este caso la mediana sería el valor 113. Los días calendario que se utilizan como base para el cálculo de la desviación estándar son 250 días por año.

- Intervalo de Confianza .

De acuerdo con la teoría estadística se estima que para 3 sigma se posee un intervalo de confianza de 99,7% y para este caso se establece que tiene un Z de 2,33. (Regla Empírica). En Nordic SPAN, la desviación estándar es multiplicada por el intervalo de confianza y resulta un intervalo que es usado en la matriz de riesgo.

- Matriz de Correlación:

La correlación entre posiciones opuestas en diferentes periodos de entrega es indispensable para definir el rango de crédito respecto al escenario de riesgo (efecto de reducción). La matriz de correlación tiene la misma regencia de la desviación estándar y también se calcula sobre 250 días al año.

- Valor Marginal – Correlación.

El valor marginal es importante en el rango de crédito dentro del escenario de riesgo. Los valores resultan de la matriz de correlación y define el intervalo de correlación que se asume para crédito. Una correlación sobre 0,98 significa que siempre se asumirá full crédito, pero en la medida que la correlación baja, también disminuye el crédito otorgado.

- Alto y Bajos por Volatilidad.

La volatilidad es incluida en el cálculo de riesgo en los contratos de opciones, puesto que la misma valoración de las primas depende de ella. Sobre todo cuando el cambio se da de un día para otro.

Cada parámetro del Nordic SPAN, son revisados por NPC, cada seis semanas, pero se está supervisando el sistema en forma total momento a momento y por circunstancias especiales como cambios extraordinarios de la volatilidad se pueden hacer cambios en el sistema.

#### 2.1.1.4. Cálculo de los Garantías.

El llamado colateral consistente en el margen inicial y los llamados a margen diarios. Hay cuatro componentes en el llamado a margen que son notificados al grupo de riesgo.

Grupo de Riesgo.

El grupo de riesgo muestra el llamado a margen agregado por todos los contratos financieros de energía incluidos en el grupo. El precio spot

referenciado, (el precio contra el cual son liquidados los contratos de energía en el periodo de entrega) determina a cual grupo pertenecen los contratos de energía. Todos los productos dentro de un grupo son sorteados en los periodos de entrega y totalizados en forma neta dentro de una posición neta en el periodo de entrega.

Valor de liquidación.

Es el costo de liquidación del portafolio al precio de mercado predominante. Liquidar el portafolio es vender opciones de compra, futuros y forwards y comprar opciones de venta, vender futuros y forwards.

Proceso de Cálculo del llamado a margen con Nordic SPAN.

El cálculo de los requerimientos de margen se lleva a cabo mediante los siguientes pasos:

- 1) Cálculo del rango detectado de precios para instrumentos fundamentales.
- 2) Cálculo del riesgo en orden para cada serie de derivados. Precios teóricos de los derivados en los diferentes escenarios de mercado basados en el rango determinado.
- 3) Cálculo del escenario de riesgo para cada derivado.
- 4) Cálculo del valor de liquidación para cada derivado.
- 5) Cálculo de la correlación entre precios desarrollados en varios periodos de entrega para posiciones opuestas.
- 6) Cálculo del grupo de riesgo, totalizar el valor de liquidación, escenario de riesgo, correlación para cada grupo.
- 7) Cálculo del margen en efectivo requerido.
- 8) Totalizar el llamado a margen sobre el margen inicial.

El Nordic SPAN, define 16 escenarios dentro de su estándar.

Scenario	Price of underlying instrument	Volatility
1	Unchanged	Up
2	Unchanged	Down
3	Up 1/3 of price scan range	Up
4	Up 1/3 of price scan range	Down
5	Down 1/3 of price scan range	Up
6	Down 1/3 of price scan range	Down
7	Up 2/3 of price scan range	Up
8	Up 2/3 of price scan range	Down
9	Down 2/3 of price scan range	Up
10	Down 2/3 of price scan range	Down
11	Up 3/3 of price scan range	Up
12	Up 3/3 of price scan range	Down
13	Down 3/3 of price scan range	Up
14	Down 3/3 of price scan range	Down
15	Up, extreme price move	Unchanged
16	Down, extreme price move	Unchanged

Tabla No. 1 Escenarios según Volatilidad.

fuelle: [www.nordpool.com](http://www.nordpool.com).

Se constituyen escenarios con alta y baja volatilidad.

Escenarios de alta Volatilidad: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 16.

Escenarios con Baja Volatilidad: 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 15, 16.

Cálculo del Escenario de Riesgo:

El arreglo de riesgo es calculado usando la desviación estándar de los últimos 250 días de transacciones.

days to deliver	annually calendar year	daily calendar year	Multipl. S
1	221.41 %	11.59 %	57.95 %
8	60.41 %	3.16 %	15.81 %
15	51.61 %	2.70 %	13.51 %
22	40.01 %	2.09 %	10.47 %
29	33.10 %	1.73 %	8.66 %
36	30.69 %	1.61 %	8.03 %
43	31.97 %	1.67 %	8.37 %
50	31.58 %	1.65 %	8.27 %
57	31.24 %	1.64 %	8.18 %
65	30.69 %	1.61 %	8.03 %
113	31.78 %	1.66 %	8.32 %
141	31.51 %	1.65 %	8.25 %
169	30.93 %	1.62 %	8.10 %
197	30.98 %	1.62 %	8.11 %
225	30.81 %	1.61 %	8.06 %
237	22.70 %	1.19 %	5.94 %
293	20.70 %	1.08 %	5.42 %
540	20.81 %	1.09 %	5.45 %
603	19.01 %	1.00 %	4.98 %
729	15.29 %	0.80 %	4.00 %
1109	15.29 %	0.80 %	4.00 %

Tabla No.2 Arreglo de Riesgo

fuelle: www.nordpool.com.

Por ejemplo un contrato con 22 días para la entrega tiene un intervalo de riesgo de 10,47%.

Matriz de Correlación:

	1	8	15	22	29	36	43	50	57	85	113	141	169	197	225	337	303	540	603	729	
1	1	0,07	0,06	0	0,02	0,03	0,05	0,06	-0,01	0,06	0,01	0	-0,02	-0,02	0	-0,01	-0,01	-0,07	-0,02	-0,01	
8	0,07	1	0,87	0,82	0,79	0,71	0,75	0,71	0,74	0,67	0,74	0,74	0,75	0,72	0,7	0,6	0,59	0,61	0,61	0,61	0,47
15	0,06	0,87	1	0,9	0,86	0,8	0,78	0,78	0,77	0,68	0,72	0,72	0,7	0,69	0,67	0,6	0,57	0,61	0,59	0,46	0,46
22	0	0,82	0,9	1	0,9	0,81	0,8	0,78	0,76	0,69	0,73	0,72	0,7	0,69	0,68	0,6	0,59	0,6	0,58	0,49	0,49
29	0,02	0,79	0,86	0,9	1	0,84	0,84	0,78	0,79	0,74	0,77	0,75	0,74	0,73	0,71	0,63	0,6	0,66	0,65	0,47	0,47
36	0,03	0,71	0,8	0,81	0,84	1	0,92	0,83	0,83	0,8	0,78	0,77	0,76	0,75	0,74	0,7	0,65	0,63	0,61	0,55	0,55
43	0,05	0,75	0,78	0,8	0,84	0,92	1	0,92	0,92	0,88	0,87	0,86	0,84	0,84	0,83	0,81	0,78	0,74	0,73	0,67	0,67
50	0,06	0,71	0,78	0,78	0,78	0,83	0,92	1	0,96	0,88	0,86	0,85	0,84	0,83	0,83	0,82	0,79	0,77	0,77	0,69	0,69
57	-0,01	0,74	0,77	0,76	0,79	0,83	0,92	0,96	1	0,91	0,9	0,89	0,88	0,87	0,86	0,86	0,83	0,8	0,8	0,71	0,71
85	0,06	0,67	0,68	0,69	0,74	0,8	0,88	0,88	0,91	1	0,91	0,9	0,89	0,88	0,87	0,86	0,84	0,8	0,77	0,75	0,75
113	0,01	0,74	0,72	0,73	0,77	0,78	0,87	0,86	0,9	0,91	1	0,99	0,98	0,98	0,96	0,91	0,87	0,87	0,86	0,77	0,77
141	0	0,74	0,72	0,72	0,75	0,77	0,86	0,85	0,89	0,9	0,99	1	0,99	0,99	0,98	0,91	0,87	0,88	0,86	0,77	0,77
169	-0,02	0,73	0,7	0,7	0,74	0,76	0,84	0,84	0,88	0,89	0,98	0,99	1	1	0,98	0,91	0,87	0,88	0,87	0,77	0,77
197	-0,02	0,72	0,69	0,69	0,73	0,75	0,84	0,83	0,87	0,88	0,98	0,99	1	1	0,99	0,91	0,88	0,88	0,87	0,78	0,78
225	0	0,7	0,67	0,68	0,71	0,74	0,83	0,83	0,86	0,87	0,96	0,98	0,98	0,99	1	0,92	0,88	0,88	0,87	0,79	0,79
337	-0,01	0,6	0,6	0,6	0,63	0,7	0,81	0,82	0,86	0,86	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	1	0,97	0,87	0,84	0,83	0,83
303	-0,01	0,59	0,57	0,59	0,6	0,65	0,78	0,79	0,83	0,84	0,87	0,87	0,87	0,88	0,88	0,97	1	0,86	0,82	0,82	0,82
540	-0,07	0,61	0,61	0,6	0,66	0,63	0,74	0,77	0,8	0,8	0,87	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,87	0,86	0,85	0,77	0,79
603	-0,02	0,61	0,59	0,58	0,65	0,61	0,73	0,77	0,8	0,77	0,86	0,86	0,87	0,87	0,87	0,87	0,84	0,82	0,82	0,77	0,77
729	-0,01	0,47	0,46	0,49	0,47	0,55	0,67	0,69	0,71	0,75	0,77	0,77	0,77	0,78	0,79	0,83	0,82	0,79	0,77	0,77	1

Tabla No. 3 Matriz de Correlación

fuelle: www.nordpool.com.

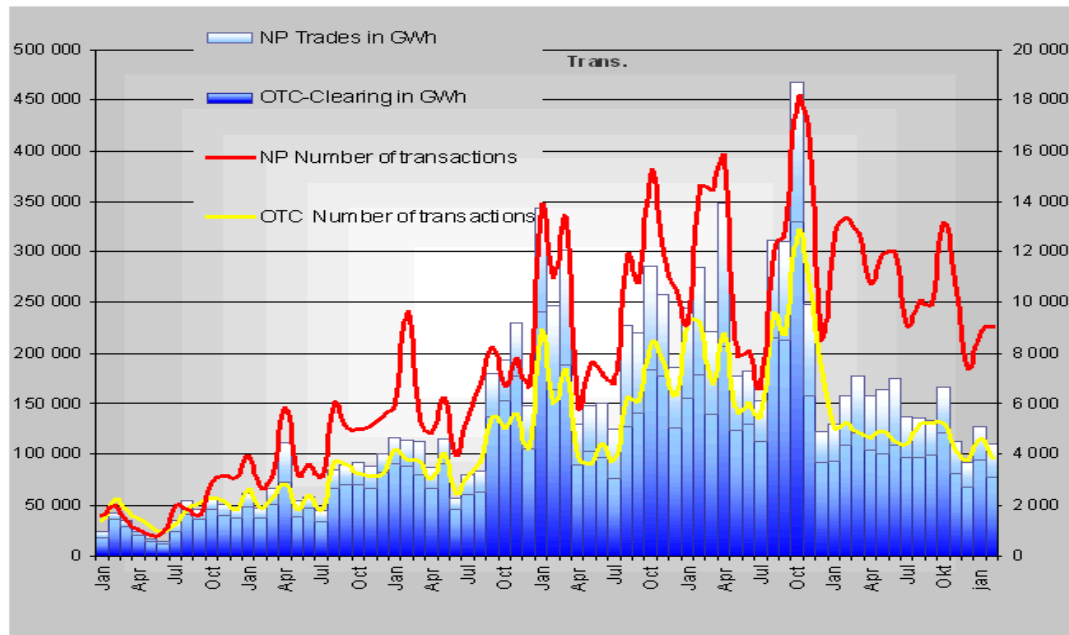
Para finalmente calcular los requerimientos del llamado a margen:

		Required	Guarantee	Amount
Initial margin	:	-2.000.000	2.000.000	0
Group Risk System Derivatives	19.11.2001 :	10.000.000		
Group Risk Stockholm Derivatives	19.11.2001 :	-2.000.000		
Group Risk Oslo Derivatives	19.11.2001 :	1.000.000		
Group Risk CFD Aarhus Forwards	19.11.2001 :	-1.000.000		
Group Risk CFD Copenhagen Forwards	19.11.2001 :	-3.000.000		
Group Risk CFD Helsinki Forwards	19.11.2001 :	-1.000.000		
Group Risk CFD Oslo Forwards	19.11.2001 :	-1.500.000		
Group Risk CFD Stockholm Forwards	19.11.2001 :	-3.500.000		
Sum Group Risk Derivatives/cash margin	19.11.2001 :	-1.000.000		2.000.000
Total settlement amount (see NOSRAPP00)	19.11.2001 :	-1.000.000		-1.000.000
Total required account balance	19.11.2001 :			-3.000.000

Tabla No. 4 Cálculo de la Garantía.

Fuente: [www.nordpool.com](http://www.nordpool.com)

En la siguiente gráfica se resumen las transacciones realizadas por la clearing house del Nord Pool en el último año.



Gráfica No. 4. Transacciones

fuelle: [www.nordpool.www](http://www.nordpool.www)

En la gráfica No. 4 se aprecia la magnitud del mercado en términos de Giga Vattios hora transados en Nord Pool con respecto a los que se transaron en en la clearing house. Donde en promedio el 70% de las transacciones hechas en Nord Pool se realizaron mediante la clearing house, con niveles de transacción que oscilaron entre 8000 Mega vatios hora y 44.000 Mega Vattios hora.

### 2.1.2 Mercado Americano PJM – NYMEX.

El PJM Interconexión Eléctrica, LLC. Administra el Mercado Mayorista de energía que da servicio a más de 25 millones de usuarios en Delaware, Maryland,

New Jersey, Ohio, Ohio, Pennsylvania, Virginia, West Virginia, and Washington, D.C. El PJM opera con aproximadamente 700 generadores que representan una capacidad de generación de más de 70.000 MW de capacidad, operando a base de combustible como gas natural, petróleo, carbón, Energía nuclear y generación hidráulica.

El PJM cuenta con 200 participantes en el mercado mayorista de electricidad, siendo un sistema independiente que coordina la compra y venta de energía a sí como el cumplimiento, a través del mercado de energía. Debido a la competitividad del mercado en los últimos años se han llevado a cabo cambios estructurales en la industria de la energía, permitiendo a los participantes del mercado oportunidades de cobertura de riesgo en términos de volatilidad de precios y en general el riesgo de mercado.

El establecimiento de una clearing house que administre las transacciones en el Mercado de energía mediante contratos de futuros y opciones permite cubrir el riesgo de mercado y al mismo tiempo, mediante el sistema de garantías minimiza el riesgo de crédito.

la bolsa liquida mensualmente los contratos financieros de futuros para transacciones de compra y venta de electricidad que se basan en el cambio diario de los precios spot, para 111 puntos de entrega que constituyen el PJM Western Hub. Principalmente en la Pennsylvania Electric Co. Y la Potomac Electric Co. Utilizados Como sistema de transmisión. Permitiendo adicionalmente la administración del riesgo a través de contratos de futuros y opciones.

Los precios diarios se establecen como un promedio aritmético del precio marginal establecido en tiempo real para 16 horas pico de cada día pico, en el PJM Interconnection, LLC. Considerando horas entre las 7,00 AM y 11,00 PM en hora local de lunes a viernes sin tener en cuenta los días festivos. El precio marginal se establece como el costo marginal de suministro para el incremento de la demanda en una localización específica de la red definido como el costo marginal de generación y los aspectos del sistema físico de transmisión.

Los contratos de Futuros están disponibles para fijar posiciones en forma electrónica mediante el sistema Clear Port del NYMEX, que es una plataforma electrónica que funciona después de las horas regulares de transacción. Cada contrato mensual empieza el balance del mes que será transado en el NYMEX Clear Port, con las mismas horas de negociación de los contratos semanales y diarios. Los contratos de opciones mensuales se transan durante las horas de apertura.

#### 2.1.2.1. Contrato de futuros de electricidad

La unidad del contrato es de 40 MWh de energía por día pico, considerando entre 19 y 23 días por mes, dependiendo del mes. Por lo tanto el número de Mega watt



hora varía entre 760 MWh y 920 MWh, teniendo en cuenta que la moneda es el dólar americano, los precios se establecen en dólares y centavos de dólar por Mega Vatios de energía por hora. La fluctuación mínima del precio es de \$0,05 dólares por MWh. No hay un precio máximo de fluctuación. Se transa en subasta entre las 8,00 AM y las 2,30 PM y de las 3,15 PM del lunes hasta las 7,30 AM del siguiente día se transa por la plataforma electrónica.

#### 2.1.2.2. Definición de Márgenes.

Dado que los contratos del PJM se transan en el NYMEX, se adopta la metodología de este para establecimiento de márgenes, basados en que la garantía inicial se estima en un 10% pero que se ajusta como una garantía variable debido a la volatilidad. A partir de este valor se define la garantía de mantenimiento y las garantías que se cobrarían dependiendo de la membresía, a continuación se muestra un ejemplo de cálculo de garantías en los diferentes casos y además un detalle de los contratos transados en el NYMEX.

<b>Tabla No. 5</b>				
<b>Garantías. PJM-NYMEX.</b>				
	<b>Garantía de mantenimiento</b>	<b>Garantía Inicial</b>	<b>No Miembro Garantía</b>	<b>Spot Month Assessment</b>
	<b>100%</b>	<b>110%</b>	<b>135%</b>	
<b>Tier 1</b> (1st nearby month)	\$3,000*	\$3,300*	\$4,050*	N/A
<b>Tier 2</b> (2 <sup>nd</sup> – 3rd nearby months)	\$3,000	\$2,200	\$2,700	
<b>Tier 3</b> (4th nearby month)	\$1,500	\$1,650	\$2,025	
<b>Tier 4</b> (5th – 7th nearby months)	\$1,500	\$1,650	\$2,025	
<b>Tier 5</b> (8th – 9th nearby months)	\$1,500	\$1,650	\$2,025	
<b>Tier 6</b> (10th nearby month)	\$1,000	\$1,100	\$1,350	N/A
<b>Tier 7</b> (11th – 13th nearby months)	\$1,000	\$1,100	\$1,350	
<b>Tier 8</b> (>13th nearby month)	\$1,000	\$1,100	\$1,350	
<b>Intra/Inter Commodity Straddle Margins</b>				
	<b>Garantía de Mantenimiento</b>	<b>Garantía Inicial</b>	<b>Garantía del Cliente No Miembro</b>	
	<b>100%</b>	<b>110%</b>	<b>135%</b>	
<b>Tier 1</b> (1st nearby month)	\$2,000	\$2,200	\$2,700	
<b>Tier 2</b> (2nd – 3rd nearby months)	\$2,500	\$2,750	\$3,375	
<b>Tier 3</b> (4th nearby month)	\$1,500	\$1,650	\$2,025	
<b>Tier 4</b> (5th – 7th nearby months)	\$1,500	\$1,650	\$2,025	
<b>Tier 5</b> (8th – 9th nearby months)	\$2,000	\$2,200	\$2,700	

<b>Tier 6</b> (10th nearby month)	\$1,500	\$1,650	\$2,025
<b>Tier 7</b> (11th – 13th nearby months)	\$1,500	\$1,650	\$2,025
<b>Tier 8</b> (>13th nearby month)	\$2,000	\$2,200	\$2,700

### Inter-Commodity Spread Credits

Priority	Spread	Ratio	Percent Credit
185	JW:JM	1:2	30
186	JM:QJ	1:2	95
187	JM:KJ	1:2	85
188	JM:NG	5:4	60
189	NZ:NG:JM	16:4:5	60
190	NF:NG:JM	16:4:5	60
191	NX:NG:JM	16:4:5	60
192	TC:NG:JM	16:4:5	60
193	PD:NG:JM	16:4:5	60
194	NY:NG:JM	16:4:5	60
195	NE:NG:JM	16:4:5	60
196	NK:NG:JM	16:4:5	60
197	NL:NG:JM	16:4:5	60
198	PE:NG:JM	16:4:5	60
199	PF:NG:JM	16:4:5	60

Tabla No. 5 Definición de Garantías

Fuente: [www.pjm.com](http://www.pjm.com)

### 2.1.2.3. Despacho de los contratos

Jump to [2003](#) | [2004](#) | [2005](#)

Mes de entrega	Número de días	Último día de Apertura	Finalización	Fecha de Liquidación
<b>2003</b>				
June	21	May 30	Jun 27	Jul 1
July	22	Jun 30	Jul 30	Aug 1
August	21	Jul 31	Aug 28	Sep 2
September	21	Aug 29	Sep 29	Oct 1
October	23	Sep 30	Oct 30	Nov 3
November	19	Oct 31	Nov 25	Dec 1
December	22	Nov 26	Dec 30	Jan 2, 2004
<a href="#">back to top</a>				
<b>2004</b>				
January	21	Dec 31, 2003	Jan 29	Feb 2

February	20	Jan 30	Feb 26	Mar 1
March	23	Feb 27	Mar 30	Apr 1
April	22	Mar 31	Apr 29	May 3
May	20	Apr 30	May 27	Jun 1
June	22	May 28	Jun 29	Jul 1
July	21	Jun 30	Jul 29	Aug 2
August	22	Jul 30	Aug 30	Sep 1
September	21	Aug 31	Sep 29	Oct 1
October	21	Sep 30	Oct 28	Nov 1
November	21	Oct 29	Nov 29	Dec 1
December	23	Nov 30	Dec 30	Jan 3, 2005
<a href="#">back to top</a>				
2005				
January	21	Dec 30, 2004	Jan 28	Feb 1
February	20	Jan 31	Feb 25	Mar 1
March	23	Feb 28	Mar 30	Apr 1
April	21	Mar 31	Apr 28	May 2
May	21	Apr 29	May 27	Jun 1
June	22	May 31	Jun 29	Jul 1
July	20	Jun 30	Jul 28	Aug 1
August	23	Jul 29	Aug 30	Sep 1
September	21	Aug 31	Sep 29	Oct 3
October	21	Sep 30	Oct 28	Nov 1
November	21	Oct 31	Nov 29	Dec 1
December	21	Nov 30	Dec 29	Jan 3, 2006
<a href="#">back to top</a>				

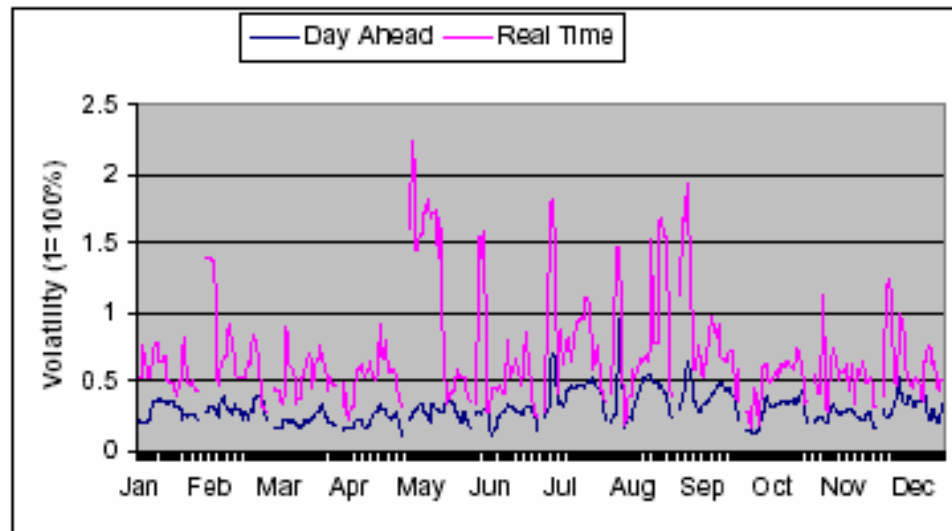
**Tabla N0. 6: Despacho de contratos. Fuente: www.pjm.com**

Las anteriores tablas permiten apreciar como se manejan las garantías para transar en el NYMEX los contratos de PJM. Además es bueno considerar las condiciones en términos de participantes y de riesgo de mercado que se establecen para los contratos que se transan en NYMEX.

#### 2.1.2.4. Volatilidad de Precios.

El nivel de riesgo de mercado, es supremamente elevado presentando volatilidades diarias del orden del 48,93 diario, que si lleva a cálculos anuales da medidas de volatilidad de 773%. Con lo cual se vuelve imposible predecir las tendencias del mercado. Como se observa en la siguiente gráfica el precio del PJM es supremamente volátil razón de peso para justificar la operación con instrumentos derivados, futuros, Forward y Opciones en el NYMEX.

## The Risks We Face: Day Ahead Vs. Real Time Volatility (shown in 24 hour blocks)

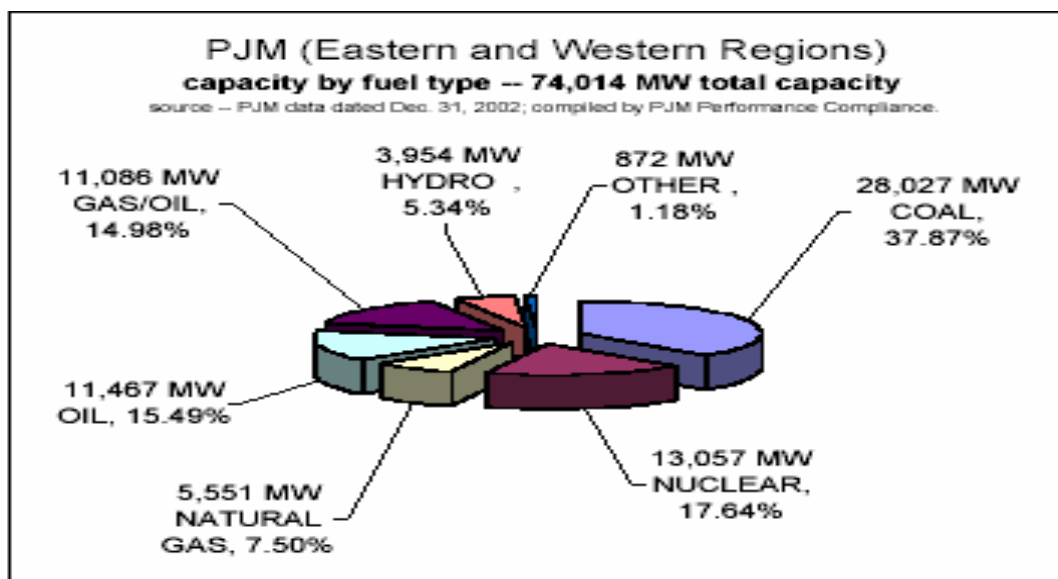


Gráfica No. 5 Volatilidad PJM.

Fuente: [www.jp.com](http://www.jp.com).

Como se observa en la gráfica No. 5 bs niveles de variación de precios son supremamente elevados.

### 2.1.2.5. Capacidad y Estructura de Generación.



Gráfica No. 6. Estructura Física. PJM.

Fuente: [www.pjm.com](http://www.pjm.com).

Como se puede apreciar en la gráfica No. 6, la capacidad de generación del PJM es de 74.014 Mega Vatios de Potencia y su estructura de generación corresponde a 11.086 MW mediante Gas / petróleo que representan el 14.98%, 3954 MW mediante sistema hidráulico que representan el 5.34%, 28027 MW mediante Carbón, representando el 37.87%. 13.057 MW mediante energía nuclear, representando el 17.64%. 11.467 MW mediante petróleo que explica un 15.49% de la generación. 5.551 MW generados a partir de gas natural, que explica el 7,50% de la generación. Finalmente mediante otras fuentes se generan 872 MW que representan el 1.18%.

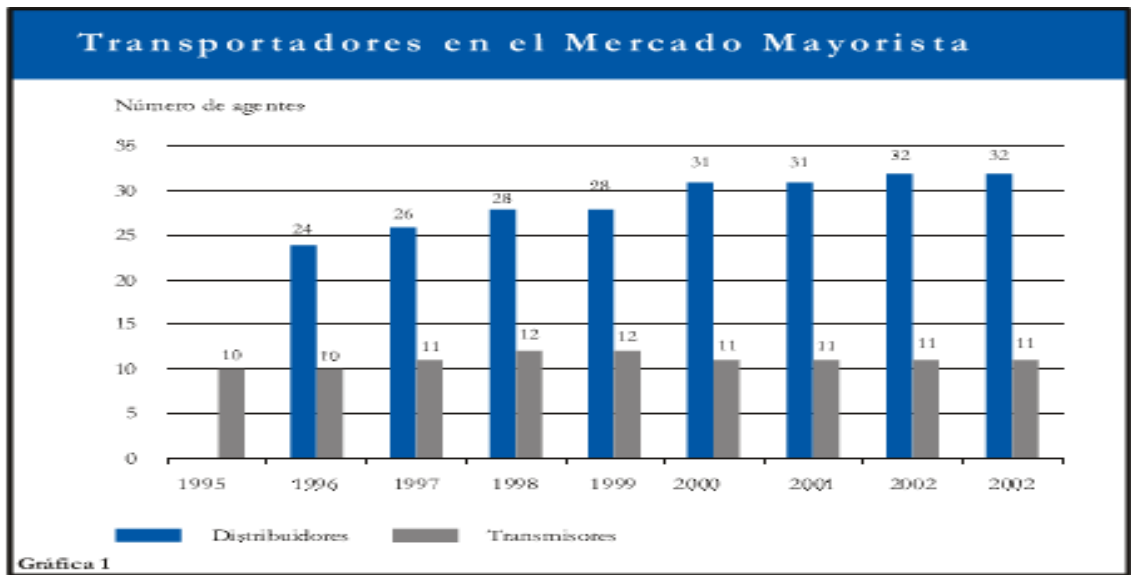
Es de anotar que este sistema depende en gran medida del carbón como fuente de generación y en segundo lugar de energía nuclear con un 17.64%. Esto plantea como fortaleza el hecho no depender de la hidrología y como aspecto negativo se puede observar altos niveles de volatilidad por tener diferente costos asociados con la generación.

## **2.2. ESTRUCTURA ACTUAL DEL MERCADO COLOMBIANO.**

La siguiente información que evalúa el desempeño y las variables críticas del Mercado colombiano de energía eléctrica permite definir las condiciones en las cuales se encuentra el Mercado Mayorista de electricidad y al mismo tiempo sirven como comparación con los mercados internacionales que en la actualidad ya poseen un Mercado organizado de Opciones y Futuros para la compra y venta de energía eléctrica. La información que se presenta a continuación fue tomada de los informes de gestión del año 2003 de Interconexión eléctrica S.A. ISA.

### **2.2.1. Agentes del Mercado**

A diciembre 31 de 2003, el número de agentes dedicados a la actividad de transmisión fue de 11, los cuales han permanecido constantes desde el año 2000. Por su parte, los agentes que se dedican a la actividad de distribución, en el año 2003, llegaron a 32, de éstos 28 terminaron el año con cargos aprobados por la CREG de acuerdo con las Resoluciones 082 de 2002 y 008 de 2003 (Ver Gráfica 7).



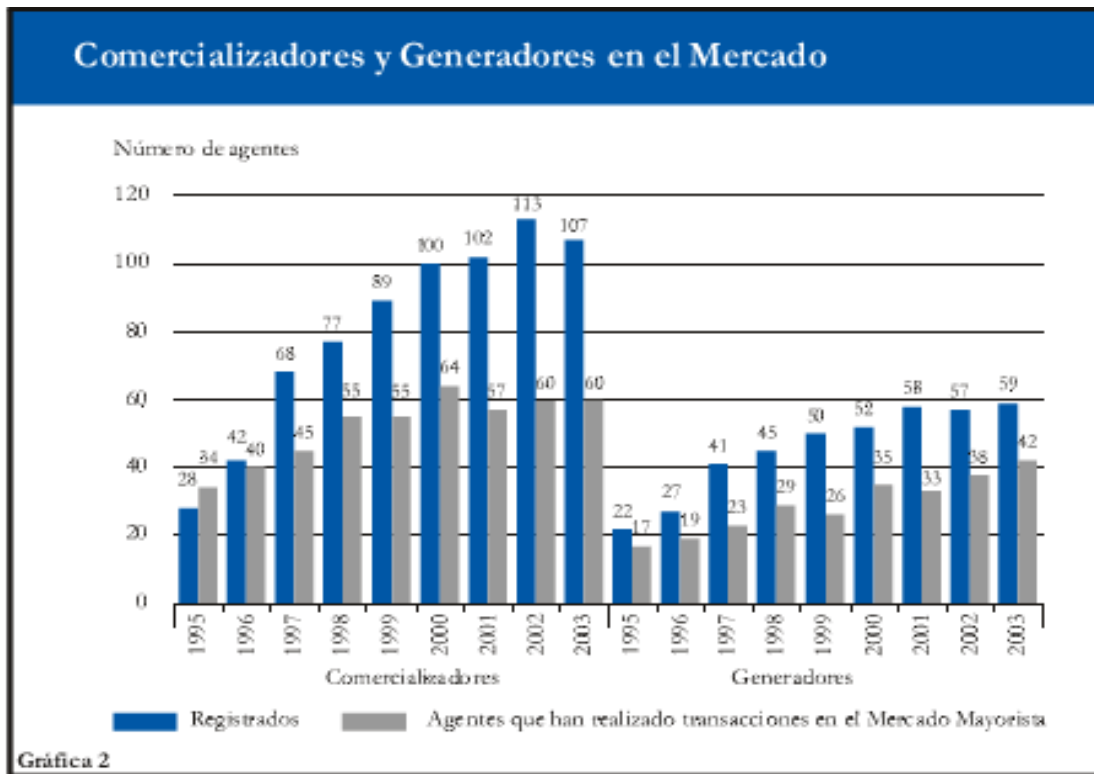
**Gráfica 7. Agentes – Transportadores. Fuente: Informe Empresarial 2003 ISA.**

En la actividad de comercialización de electricidad, el número de agentes registrados a diciembre 31 de 2003 llegó a 107, con seis agentes menos que al año anterior. De estos agentes registrados, 60 realizaron transacciones en el Mercado durante 2003, manteniéndose constante en número con respecto al año anterior (Ver Gráfica 8).

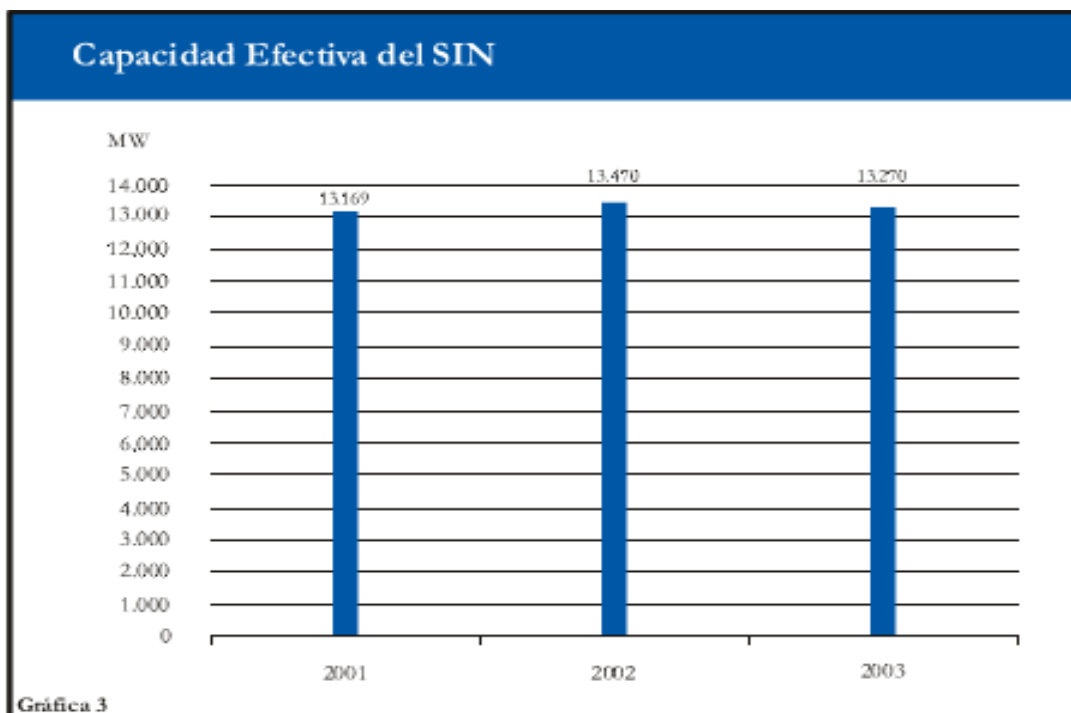
En la actividad de generación de electricidad, el número de agentes generadores registrados a diciembre 31 de 2003 fue de 59. En 2003, 42 agentes generadores transaron electricidad, cuatro más que en el año anterior (Ver Gráfica 8).

La capacidad efectiva neta del Sistema durante el 2003, que incluye plantas despachadas y no despachadas centralmente, se caracterizó por el retiro del Sistema Interconectado Nacional de varias unidades de generación, lo cual se refleja en el valor obtenido a diciembre 31 de 13.269,63 MW, 199,91 MW menos que el año anterior. En 2003, sobresalió el aumento en la participación de las plantas hidráulicas y unidades térmicas no despachadas centralmente cuyo incremento para este año fue del 31,66% y 37,85% respectivamente, resultado del registro de varias unidades menores.

La capacidad efectiva neta del SIN disminuyó en 1,48% al compararla con la capacidad a diciembre 31 de 2002, producto principalmente del retiro del SIN de la cadena Casalco, las unidades Riogrande 11 y 13, y las unidades Barranca 1, 4 y 5 (Gráfica 9).



**Gráfica 8: Agentes – Comercializadores y Generadores. Fuente: Informes Empresarial 2003 – ISA.**



**Gráfica 9. Capacidad Efectiva. Fuente: Inf. Emp. 2003. ISA.**

En la Tabla 7 se presenta la participación, a diciembre de 2003, de los agentes comercializadores en los tres departamentos con mayor número de fronteras de Usuarios No Regulados y de Alumbrado Público.

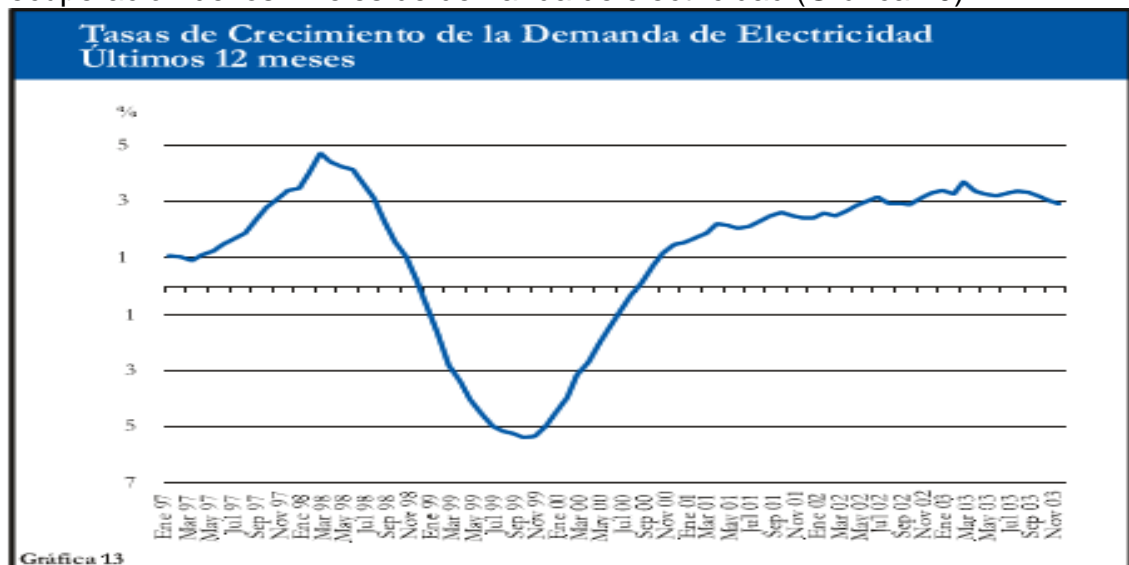
<b>Tabla 7</b>			
<b>Participación de agentes comercializadores Número de fronteras de UNR</b>			
<b>AGENTE</b>	<b>ANTIOQUIA</b>	<b>BOGOTÁ D.C.</b>	<b>VALLE</b>
EPM	619	61	46
EMGESA	10	515	17
EPSA	-	69	210
EADE	221	-	-
ISAGEN	23	34	27
ELECTRICARIBE	-	3	-
DICEL	2	48	62
COMERCIALIZAR	1	20	35
ESSA	-	-	2
CONENERGÍA	4	48	1
EMCALI	-	2	76
ELECTROHUILA	1	-	1
TERMOFLORES	1	-	-
CETSA	-	-	19
CORELCA	2	-	-
ENERGEN	8	-	-
GENERCAUCA	-	-	1
URRÁ	-	1	1
ENERGÍA Y SERVICIOS	3	-	-
TERMOVALLE	-	-	3
CODENSA	-	2	-
DICELER	-	-	2
ENERCO	-	-	1

Tabla No. 7: Participación Agt. Comercializadores. Fuente: Inf. Emp. ISA. 2003.



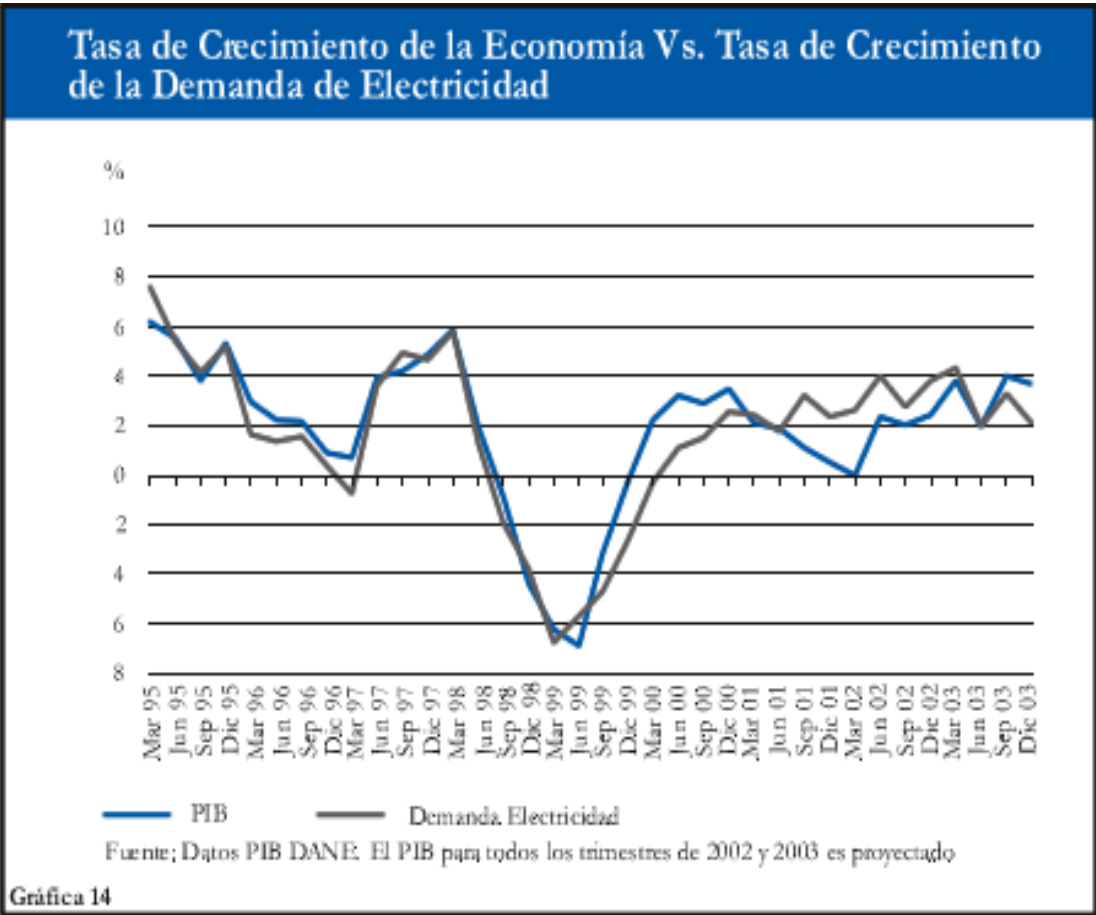
## 2.2.2. Evolución de la Demanda Nacional

La demanda de electricidad del Sistema Interconectado Nacional -SIN- creció 2,90% en el año 2003, incremento menor al observado en 2002, cuando registró un crecimiento de 3,30%. Es de anotar que, continúa la tendencia a la recuperación de los niveles de demanda de electricidad (Gráfica 10).



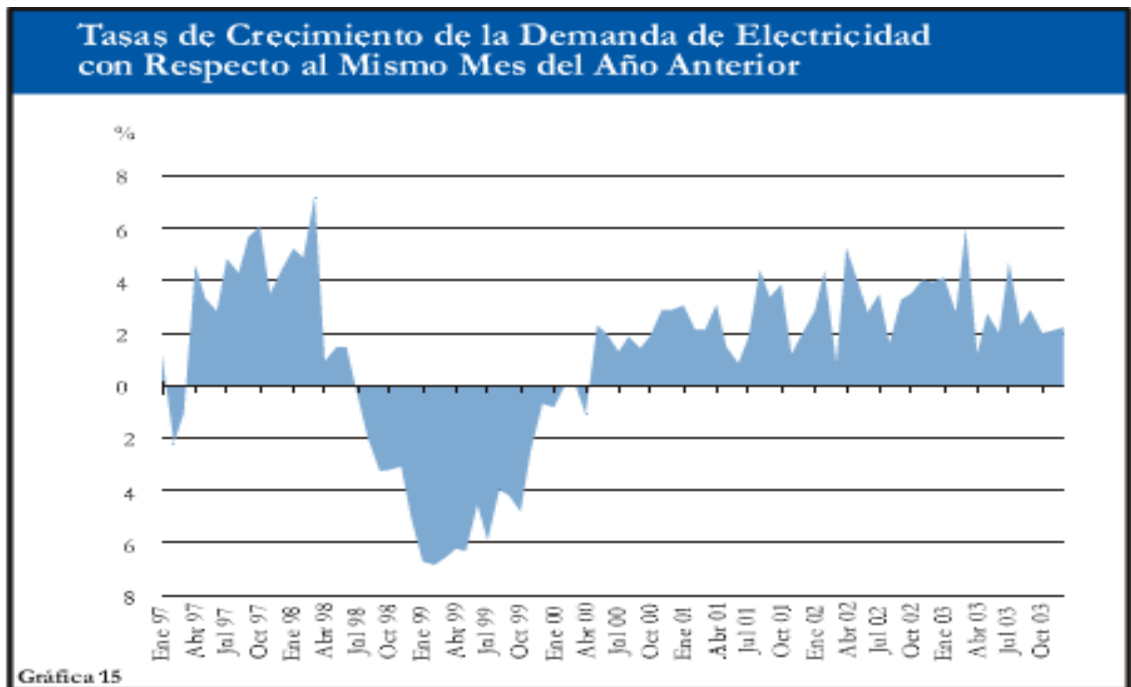
Gráfica 10: Crecimiento de la Demanda. Fuente Inf. Emp. 2003 ISA.

En cuanto a la evolución por trimestres, la demanda del año 2003 inició con bastante dinamismo, con un crecimiento de 4,33% en el primero, al compararlo con el mismo trimestre del año anterior, lo cual coincidió con las altas tasas de crecimiento de la actividad industrial en el mismo período. A mediados del año, hubo una desaceleración en el crecimiento de la demanda de electricidad como consecuencia del menor ritmo de la industria, por lo cual presentó un decrecimiento de 1,7 puntos en el segundo, con respecto al primero. Si bien, la tasa de crecimiento del tercer trimestre mostró un leve repunte (3,28%), ésta volvió a disminuir en el cuarto trimestre al registrar un crecimiento del 2,09% con respecto al cuarto trimestre de 2002. La Gráfica 11 muestra la alta correlación existente entre el crecimiento de la economía y la demanda de electricidad para el período comprendido entre 1995 y 2003, con un 92,6%.



**Gráfica 11: Crecimiento Economía Vs. Crecimiento Demanda. Fuente: Inf. Emp. 2003. ISA.**

Con respecto a las tasas de crecimiento mensuales, durante 2003 fluctuaron entre 1,18%, en abril, y 5,99%, en marzo (Gráfica 12). Estos valores se vieron afectados por el desplazamiento de la Semana Santa, de marzo en 2002 a abril en 2003. El detalle de la evolución de la demanda del año y las tasas de crecimiento se presentan en la Tabla 8.



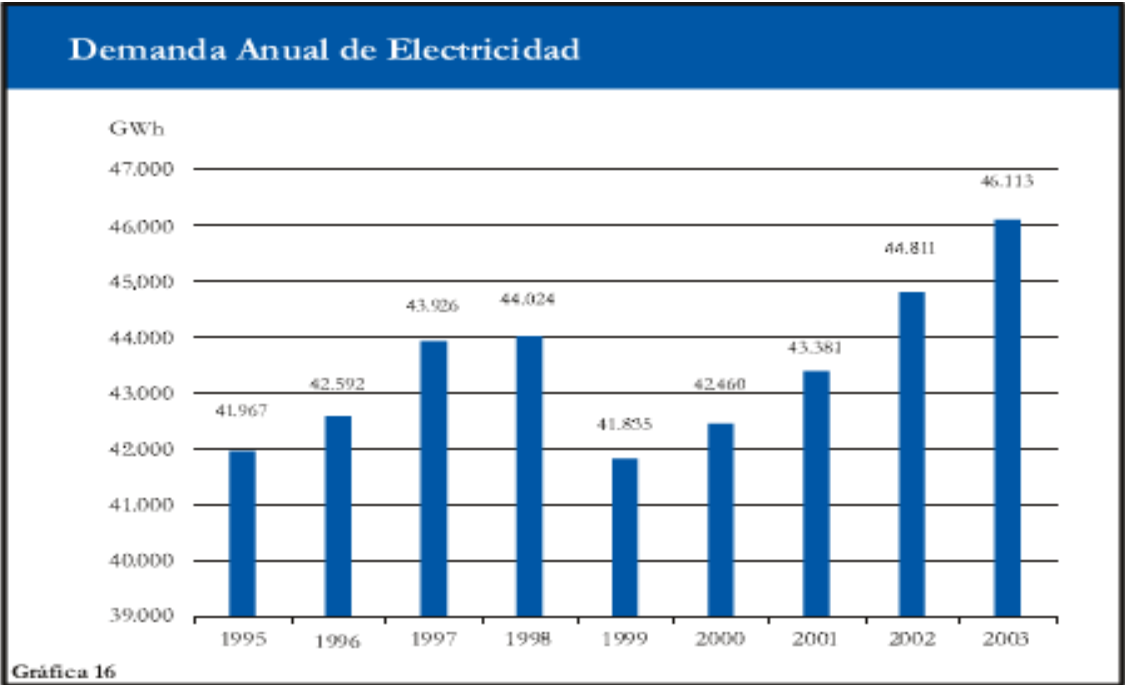
**Gráfica 12: Comparativo Crecimiento Demanda. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.**

**Tabla 8  
Evolución de la Demanda**

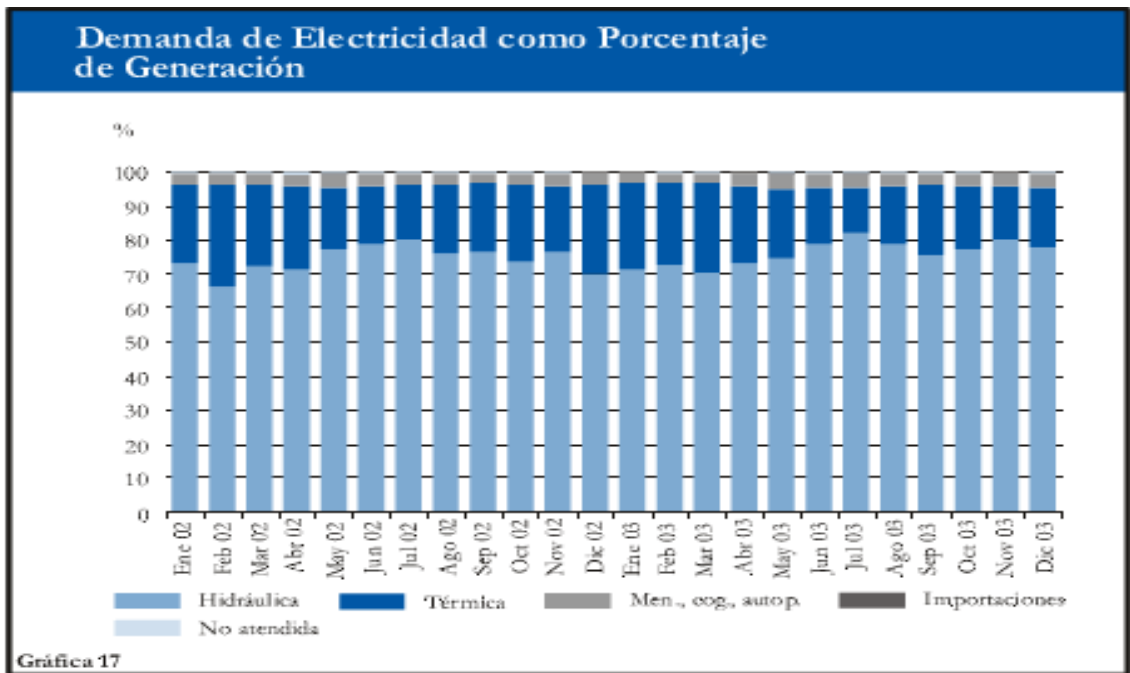
Mes	Demanda Mensual (GWh)	Tasa de Crecimiento Mensual (%)	Tasa de Crecimiento Últimos 12 meses (%)
Ene-03	3.809,03	4,09	3,40
Feb-03	3.563,74	2,80	3,28
Mar-03	3.919,55	5,99	3,72
Abr-03	3.720,52	1,18	3,38
May-03	3.917,44	2,76	3,28
Jun-03	3.670,80	1,98	3,22
Jul-03	3.932,63	4,69	3,32
Ago-03	3.915,56	2,30	3,38
Sep-03	3.862,21	2,87	3,34
Oct-03	3.970,95	2,00	3,21
Nov-03	3.837,19	2,08	3,05
Dic-03	3.993,02	2,19	2,90
Acumulado Anual	46.112,63		

**Tabla No. 8: Evolución de la Demanda. Fuente: Informe emp. ISA. 2003.**

La demanda de electricidad del SIN en 2003 fue de 46.112,63 GWh, ubicándose como el valor histórico más alto de demanda de electricidad en el país, tal como se muestra en la Gráfica 13. La demanda fue atendida en un 75,78% con generación hidráulica, 20,02% con generación térmica, 2,77% con generación de plantas menores, cogeneradores y autoprodutores, 0,15% con importaciones internacionales, mientras que se dejó de atender el 0,31%. La evolución mensual de estos porcentajes durante 2003 se presenta en la Gráfica 14.

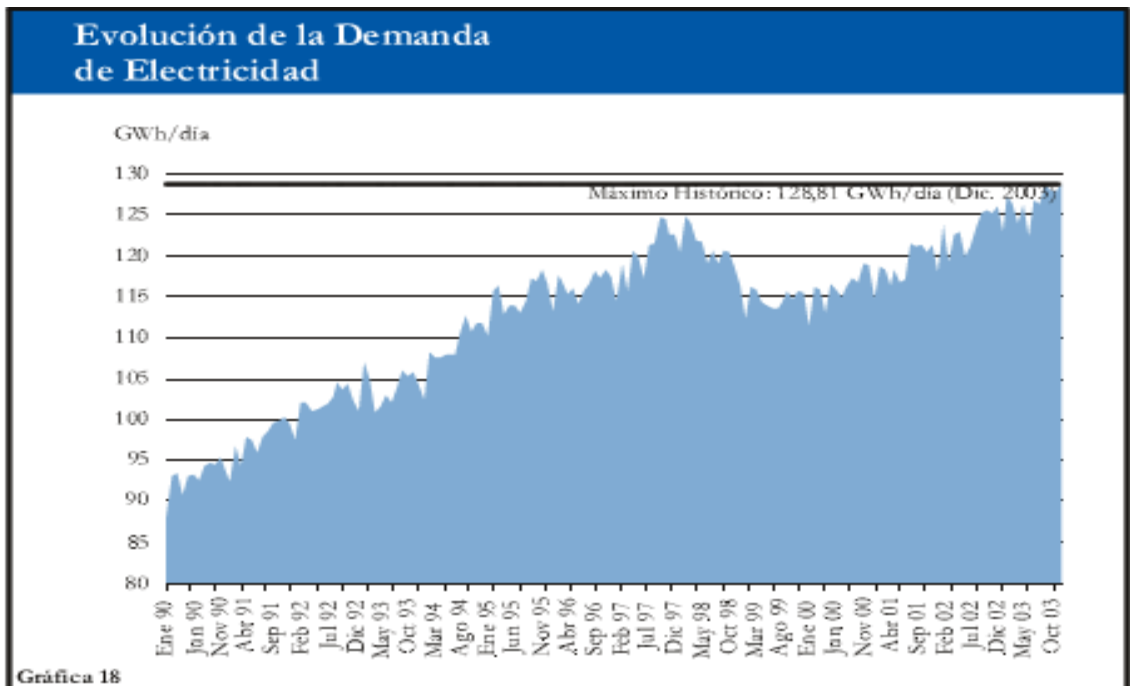


Gráfica 13: Demanda de Electricidad. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.



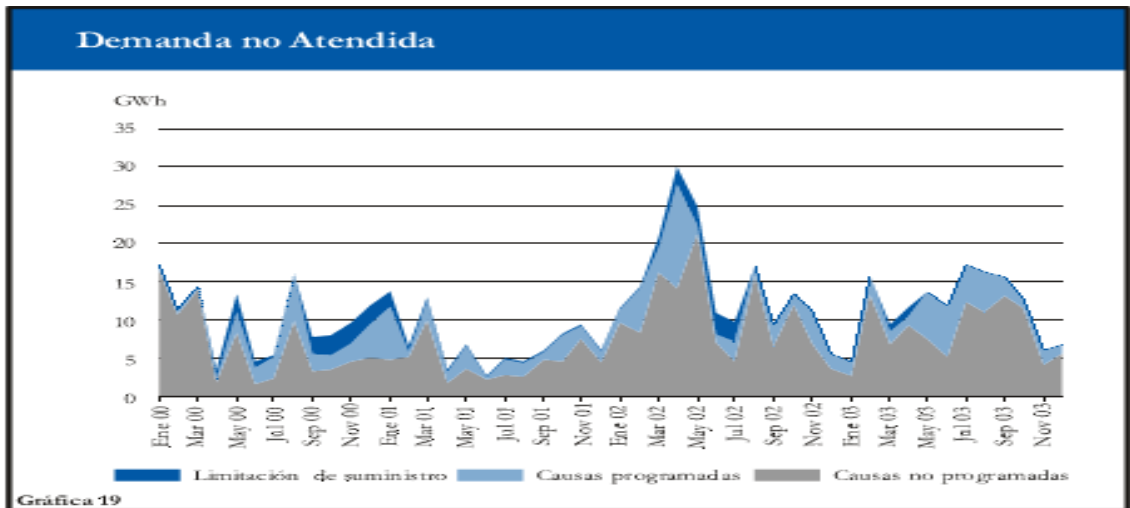
Gráfica 14: Demanda de Electricidad como % de la Generación. Fuente: Inf. Emp. 2003. ISA.

La Gráfica 15 ilustra la evolución histórica mensual de la demanda de electricidad en promedio día, desde enero de 1990. En diciembre de 2003, se alcanzó el valor máximo histórico, con 128,81 GWh/día.



Gráfica 15: Evolución de la Demanda de Electricidad. Fuente: Inf. Emp. 2003. ISA.

En la Gráfica 16 se observa la evolución de la demanda no atendida, clasificada por causas programadas, no programadas y Limitación de Suministro, desde enero de 2000 hasta diciembre de 2003. En 2003, la demanda no atendida alcanzó 142,35 GWh, con una disminución de 20,7% con respecto a 2002, originada principalmente en la disminución de la demanda no atendida por causas no programadas (18,53%) y por Limitación de Suministro (81,54%).



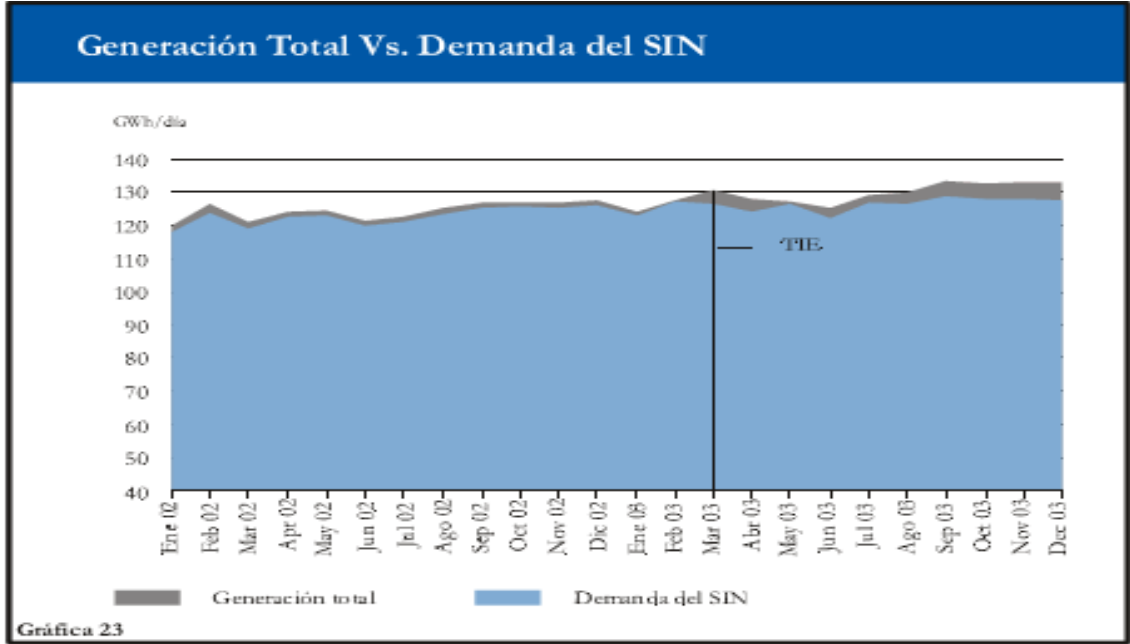
Gráfica 16: Demanda No Atendida. Fuente: Inf. Empresarial 2003 ISA.

En relación con la demanda máxima de potencia, ésta registró un máximo de 8.257 MW, el 9 de diciembre en el período 19, destacándose por ser el valor más alto de la historia, como se observa en la Gráfica 17. El consumo máximo de potencia presentó un incremento del 2,22% en 2003 al compararlo con el del año anterior.



Gráfica 17: Demanda Máxima de Potencia. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.

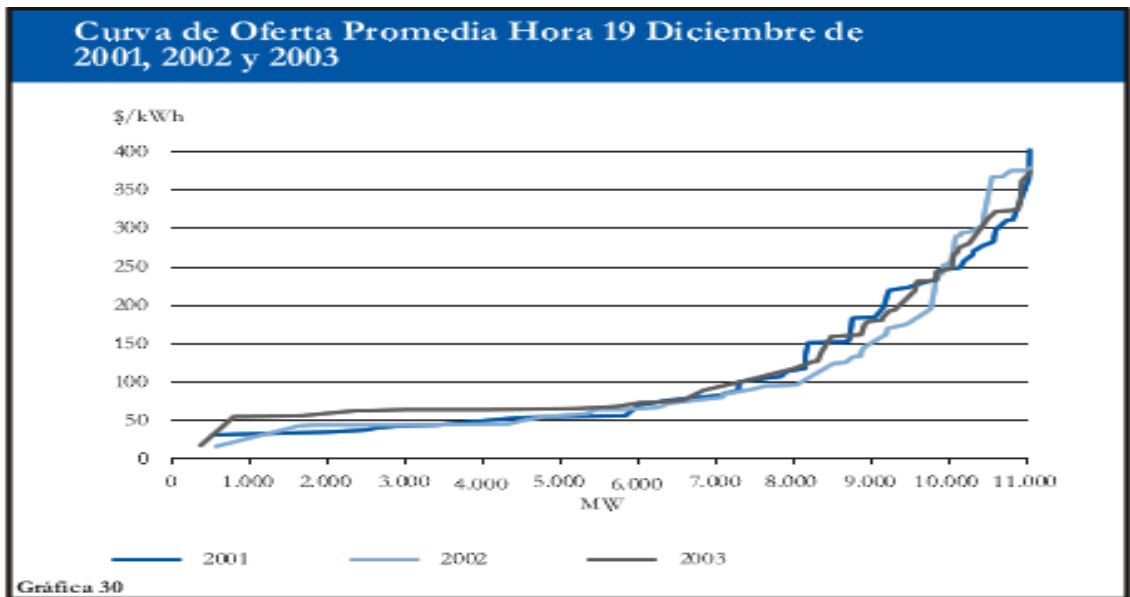
Finalmente, en 2003 la producción total de energía eléctrica se incrementó en un 4,1% con respecto a 2002, debido a las Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE- y al crecimiento de la demanda del país (Gráfica 18).



Gráfica 18: Generación Total Vs. Demanda SIN. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA

### 2.2.3. Oferta de electricidad.

Los precios de oferta en los años 2001 y 2003 han registrado un comportamiento similar, siendo ambas curvas de oferta superiores, en general, a la del año 2002 (Gráfica 19).

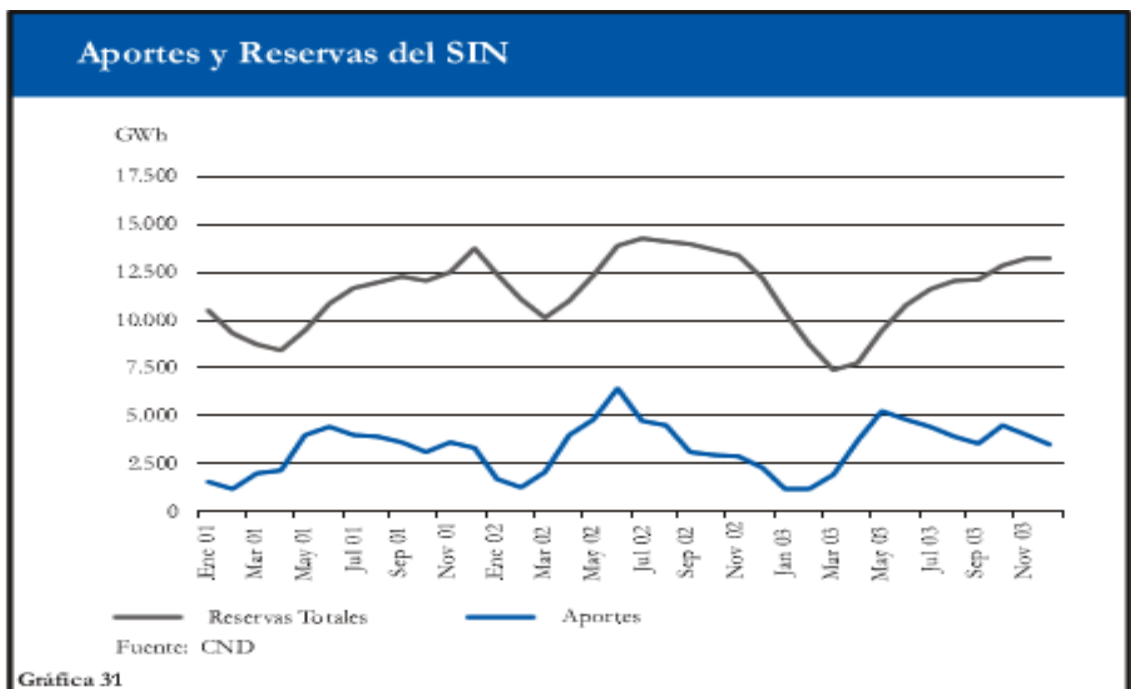


Gráfica 19: Curva de Oferta. Fuente: Inf. Empresarial 2003 ISA.

Los aportes hídricos del SIN acumulados en el 2003 fueron de 41.909,36 GWh que representan el 88,34% de la media histórica acumulada (47.442,57 GWh) y un incremento de 3,01% con respecto a 2002. Los ríos que alimentan los embalses, que tuvieron aportes acumulados superiores a la media histórica fueron Porce II 117,52%, Alto Anchicayá 111,44%, San Lorenzo 104,74%, Sinu-Urrá 103,28%, Digua 102,94% y Guatapé 101,69%.

El 31 de diciembre las reservas hídricas se ubicaron en 13.188,19 GWh que equivalen al 80,71% de la capacidad máxima embalsable (16.339,52 GWh). Regionalmente se registraron los siguientes valores: Antioquia 94,18%, Caribe 93,86%, Oriente 85,05%, Valle 65,09%, y Centro 60,73%.

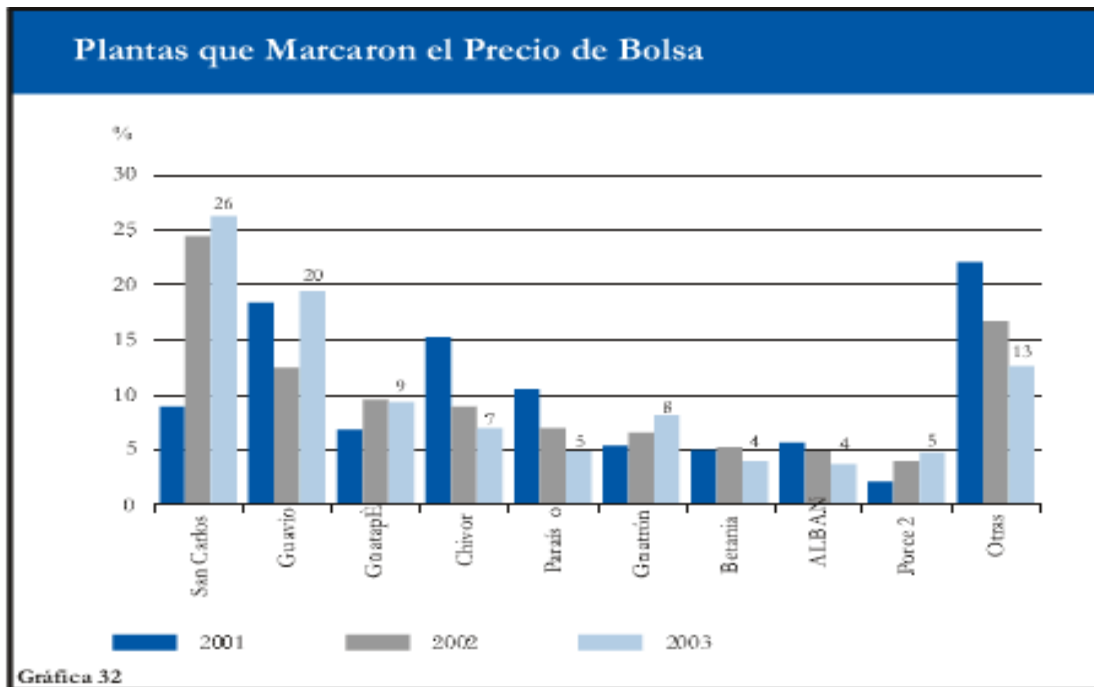
A pesar del incremento en los aportes y de las reservas totales del SIN en el año 2003 con respecto a 2002 (Gráfica 20), la curva de oferta para 2003 fue superior, básicamente por la presencia del Fenómeno de El Niño a comienzos del año, catalogado como de impacto leve por los organismos meteorológicos internacionales.



**Gráfica 20: Aportes y Reservas del SIN. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.**

En cuanto a la frecuencia con la cual las centrales de generación fijaron el precio de Bolsa, la Gráfica 21 presenta, en porcentaje, la evolución de las plantas que fijaron un mayor número de veces el precio de Bolsa durante 2003, así como la comparación con los años 2001 y 2002. De esta Gráfica se destaca el incremento en este porcentaje para las centrales San Carlos, Guavio, Guadalupe-Troneras y Porce II, con la consecuente reducción para otras centrales de generación.





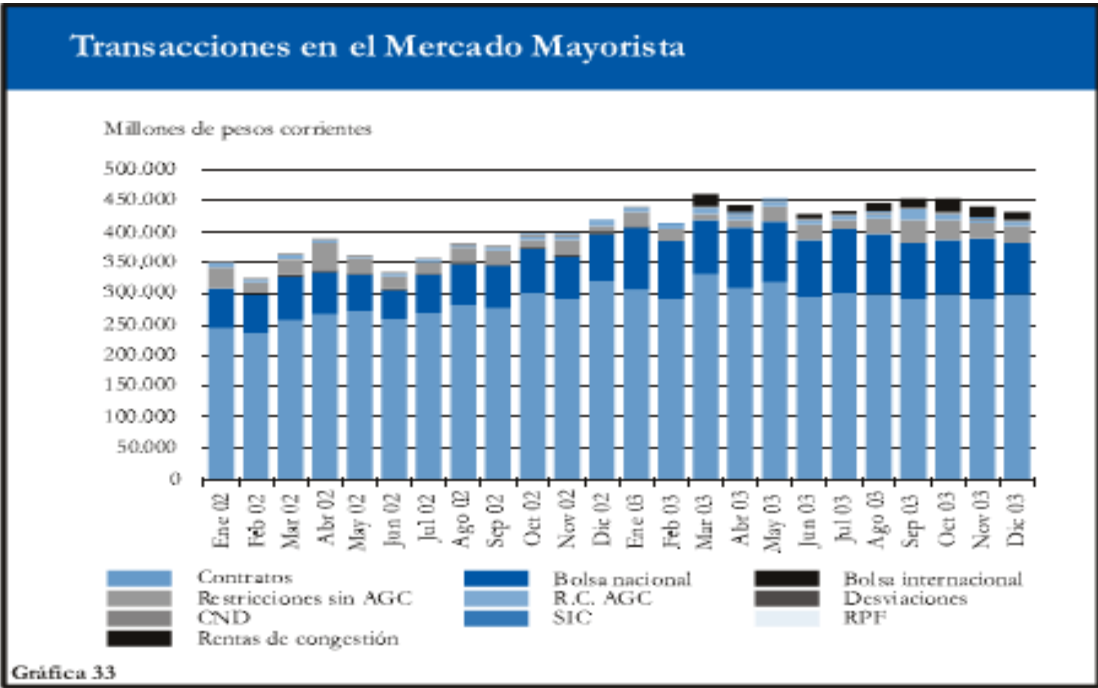
Gráfica 21: Marcación del Precio de Bolsa. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.

## TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Los agentes del Mercado registran ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- los Contratos de energía a largo plazo. Así mismo, el ASIC realiza en forma centralizada la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de las transacciones en la Bolsa realizadas por generadores y comercializadores. Las transacciones comerciales en la Bolsa comprenden los siguientes conceptos: compras y ventas de energía en Bolsa, Cargo por Capacidad de generación, reconciliaciones positivas y negativas, restricciones, desviaciones de generación, Rentas de Congestión, contribución FAZNI, cargos por CND y SIC, y servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia (Servicio de AGC).

También es responsabilidad del ASIC el despacho de los Contratos de energía de largo plazo, así como la gestión de garantías financieras, la aplicación del procedimiento de Limitación de Suministro a los agentes morosos por vencimientos o por garantías y la gestión de cartera.

En la Tabla 9 se aprecia el resumen de las transacciones en Bolsa y Contratos durante 2002 y 2003. (Gráfica 22).



Gráfica 22: Transacciones en el Mercado Mayorista. Fuente: Inf. Emp.2003 ISA.

**Tabla 9**

<b>Transacciones</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>Diferencia</b>	<b>Porcentaje</b>
Cantidad Transada En Bolsa Nacional (GWh)	16.294	17.156	862	5,3%
Cantidad Transada En Bolsa Internacional (GWh)	576	45	-530	-92,2%
Cantidad Transada En Contratos (GWh)	51.543	49.866	-1.677	-3,3%
Total Energía Transada en el Mercado Mayorista (GWh)	68.413	67.068	-1.345	-2,0%
Valor Transado En Bolsa Nacional (\$Millones)	782.917	1.137.075	354.158	45,2%
Valor Transado En Bolsa Internacional (\$Millones)	28.441	3.124	-25.317	-89,0%
Valor Transado En Contratos (\$Millones)	3.269.968	3.620.207	350.239	10,7%
Cargo Por Capacidad (\$Millones)	1.227.293	1.437.966	210.672	17,2%
Restricciones (Incluye todos los tipos) (Millones de Pesos)	274.888	272.716	-2.172	-0,8%
Responsabilidad comercial AGC (Millones de Pesos)	62.479	103.248	40.770	65,3%
Rentas de Congestión (\$Millones)	0	129.076	129.076	
FAZNI (\$Millones)	46.740	53.098	6.359	13,6%
FOES (\$Millones)	0	67.389	67.389	
Regulación Primaria de Frecuencia (\$Millones)	0	0	0	
Desviaciones (GWh)	78	97	18	23,2%
Desviaciones (\$Millones)	4.348	4.086	-262	-6,0%
Cargos CND y SIC (\$Millones)	34.969	33.222	-1.747	-5,0%
Total Transacciones SIC (\$Millones)	4.458.009	5.302.755	844.745	18,9%
Total Transacciones SIC sin Contratos (\$Millones)	1.188.041	1.682.548	494.507	41,6%
Demanda Comercial (GWh)	44.743	46.802	2.059	4,6%
Porcentaje de la Demanda Transado En Bolsa (%)	37,7	36,7	-1	-2,5%
Porcentaje de la Demanda Transado En Contratos (%)	115,2	106,5	-8,7	-7,5%
Precio Medio en Bolsa Nacional (\$/kWh)	48,1	66,3	18,2	37,9%
Precio Medio en Bolsa Internacional (\$/kWh)	49,4	69,2	19,8	40,0%
Precio Medio en Contratos (\$/kWh)	63,4	72,6	9,2	14,4%
Volumen Transado (Bolsa + Contratos) (GWh)	67.838	67.023	-815	-1,2%

**Tabla No. 9: Transacciones en el MEM. Fuente: Informe emp. ISA 2003.**

De la Tabla anterior se observa que los valores de las transacciones totales del SIC se incrementaron en un 18,9%, alcanzando un valor de \$5.302.755 millones. Este incremento se debió principalmente a los valores transados en Bolsa y en Contratos, los cuales aumentaron 45,2% y 10,7%, respectivamente. La energía transada en Bolsa creció 5,3%, mientras que la energía transada en Contratos disminuyó 3,3%. Sin embargo, el crecimiento en los montos transados, se origina en gran medida en que el precio promedio anual de Bolsa se incrementó 37,9%, mientras que el de Contratos subió un 14,4%.

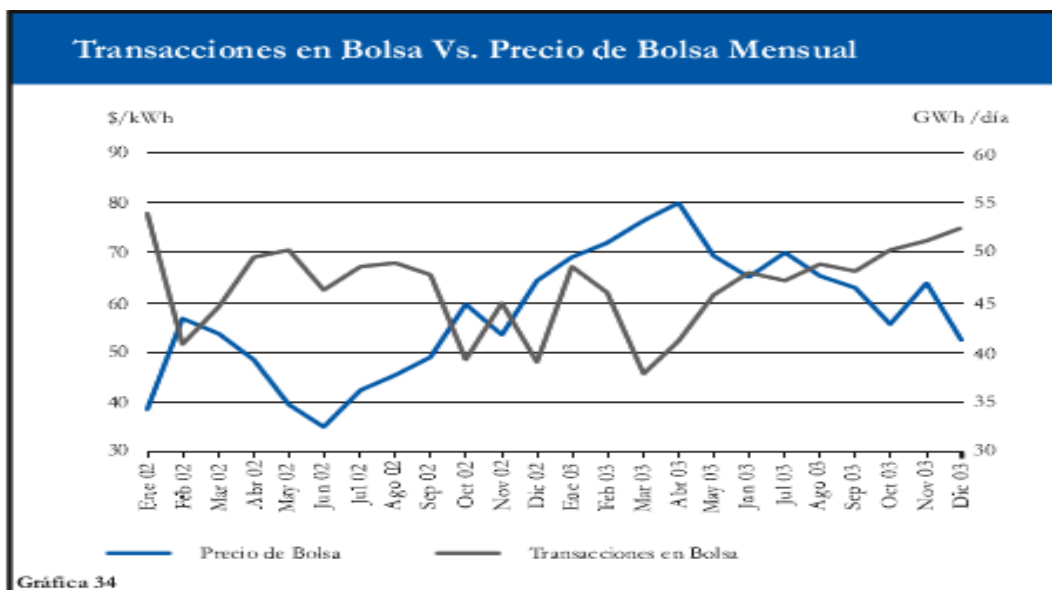
El porcentaje de la energía transada en Bolsa, como porcentaje de la demanda comercial disminuyó un punto en 2003 al compararlo con 2002, mientras que el de Contratos disminuyó 8,7 puntos. Como producto de lo anterior, el volumen total de las transacciones en Bolsa y en Contratos se redujo al pasar del 152,9% de la demanda en 2002 al 143,3% en 2003, con una importante reducción de 9,6 puntos en las operaciones comerciales.

Sin embargo, la demanda comercial se incrementó en un 4,6%, como producto del aumento de la demanda del país y de las exportaciones, especialmente aquellas realizadas bajo el esquema de las TIE. En efecto, la demanda del Sistema Interconectado Nacional –SIN- presentó durante 2003 el valor histórico más alto, al alcanzar 46.112,63 GWh, con un crecimiento de 2,90%, al compararla con respecto al año anterior. Por su parte, las exportaciones por TIE sumaron en el año 1.129,26 GWh.

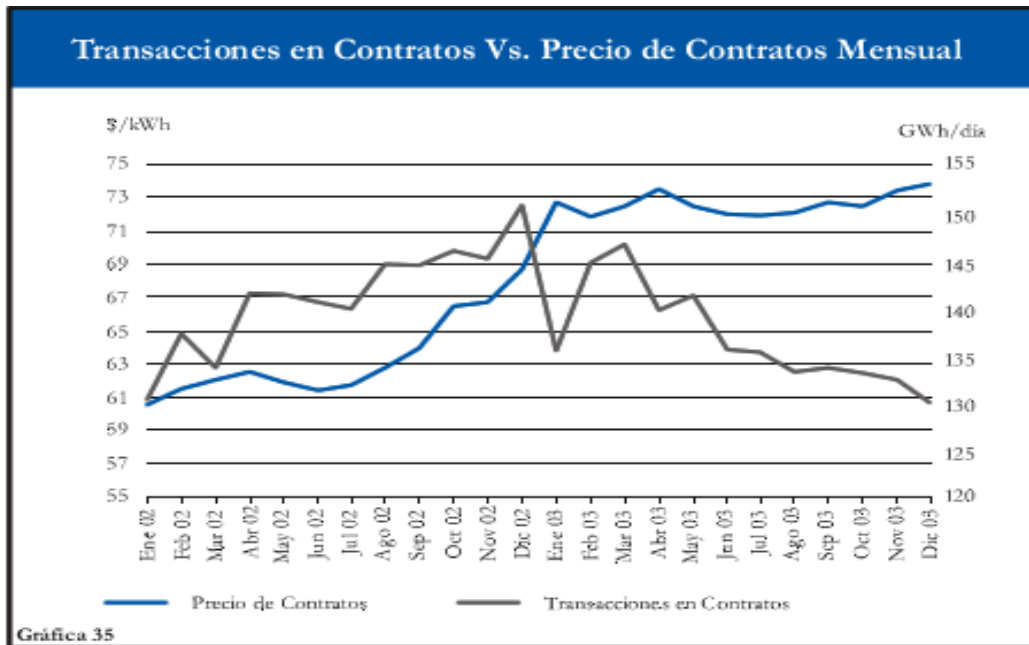
Con relación a las TIE, como se mencionó anteriormente, el 1 de marzo 2003 se dio inicio a los intercambios internacionales y con ellos se dio origen a un nuevo concepto conocido como Rentas de Congestión. Las Rentas de Congestión en 2003 ascendieron a \$129.076 millones, las cuales han sido destinadas para el cubrimiento parcial de las restricciones y para alimentar el Fondo de Energía Social -FOES-. En total durante el año 2003 se exportó a Ecuador electricidad por un monto de USD\$80,6 millones, mientras que se importó desde ese país energía por un valor de USD\$2,3 millones.

### Evolución de las Transacciones en Bolsa y Contratos

En la Gráfica 23 se presenta la magnitud de las transacciones mensuales en la Bolsa de Energía y el comportamiento del precio promedio mensual de la energía en Bolsa. Se observa la correlación negativa entre las compras en Bolsa y el precio de la misma. En cuanto a las transacciones en Contratos (Gráfica 24), se destaca la disminución en las cantidades contratadas desde enero de 2003.

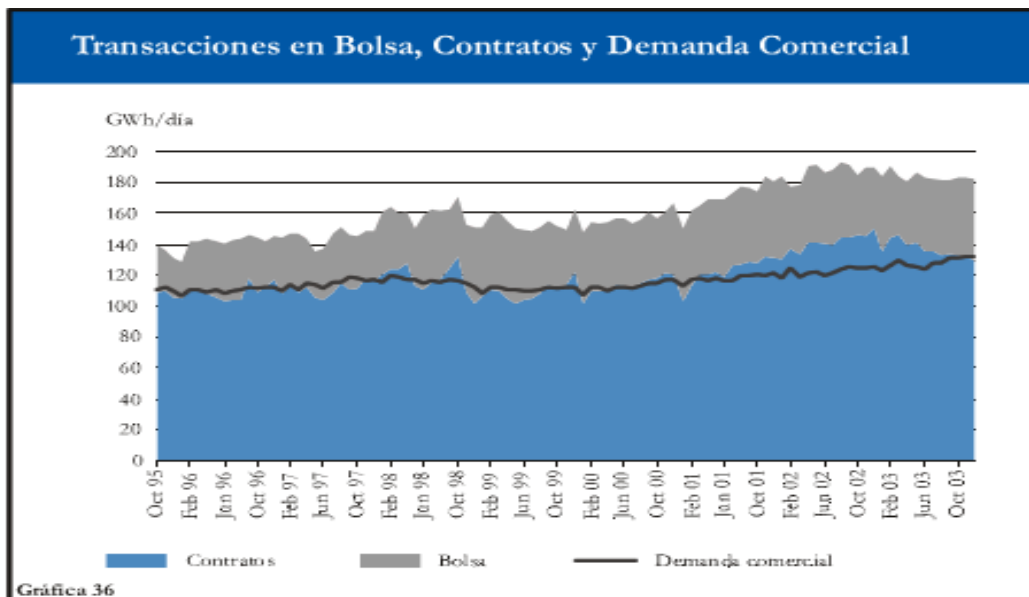


Gráfica 23: Transacciones en la Bolsa. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.



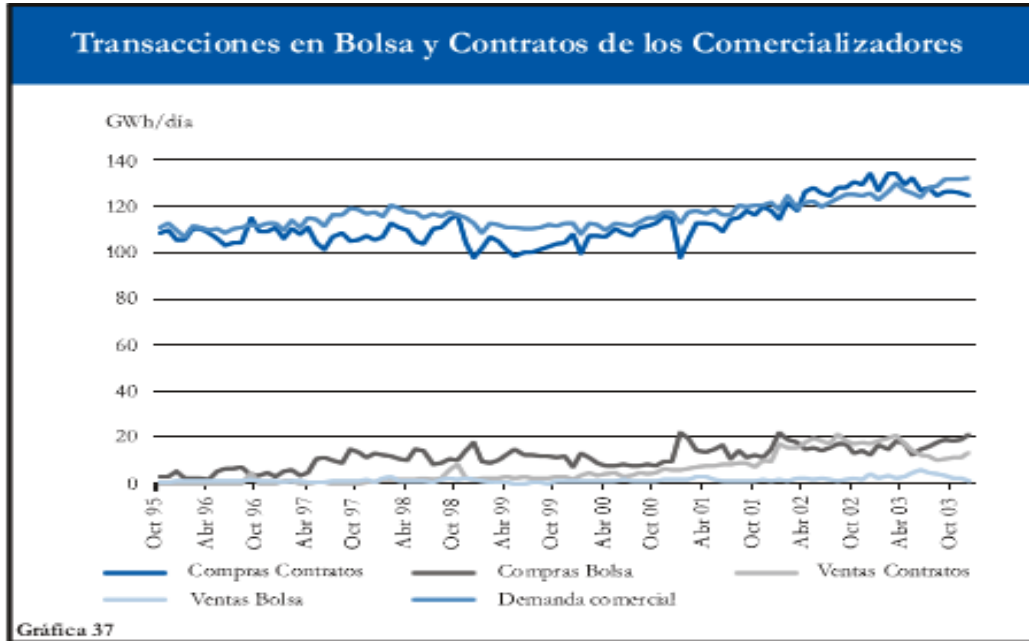
Gráfica 24: Transacciones en Contratos. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.

El cubrimiento del riesgo por parte de los agentes puede analizarse a partir de las magnitudes y el comportamiento de la demanda comercial y las transacciones en Bolsa y en Contratos. Por un lado, como muestra la Gráfica 25, la suma de las magnitudes de las transacciones en la Bolsa de Energía y en Contratos, ha sido siempre superior a la demanda comercial total. Por otro lado, en la gráfica también se aprecia cómo los agentes disminuyeron el volumen de las transacciones durante 2003, al reducirse las cantidades contratadas.



Gráfica 25: Transacciones en Bolsa, Contratos y Demanda. Fuente: Inf. Emp. ISA

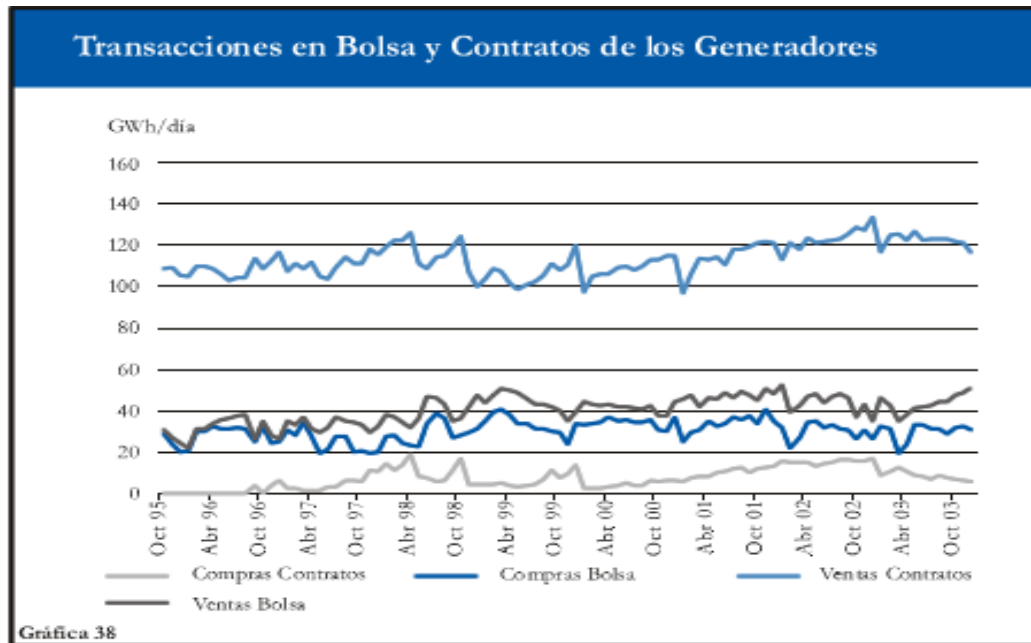
En la Gráfica 26 puede verse que durante 2003, los comercializadores disminuyeron los niveles de compras y ventas en Contratos, así como las ventas en Bolsa. El incremento que se aprecia en las compras en Bolsa, es el resultado del cubrimiento de las variaciones de la demanda.



Gráfica 26: Transacciones en Bolsa y Contratos de los Comercializadores. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.

Los generadores, por su parte, utilizan en menor medida los Contratos como fuente de cubrimiento de riesgo, al contar con activos de generación para respaldar sus obligaciones. Sin embargo, en forma similar al comportamiento observado en los comercializadores, los generadores también disminuyeron los niveles de transacción en Contratos durante 2003. Por otro lado, se aprecia el incremento en las cantidades vendidas en Bolsa por parte de los generadores.

Considerando que los Contratos en el Mercado Mayorista no son de entrega física, cualquier agente, al vender un Contrato, debe comprar en la Bolsa o en otro Contrato la energía comprometida. Si el agente vendedor es un generador y sale despachado en la Bolsa, estaría cubriendo parte o la totalidad de su contrato con generación propia (esta situación también es posible con compras de Contratos).



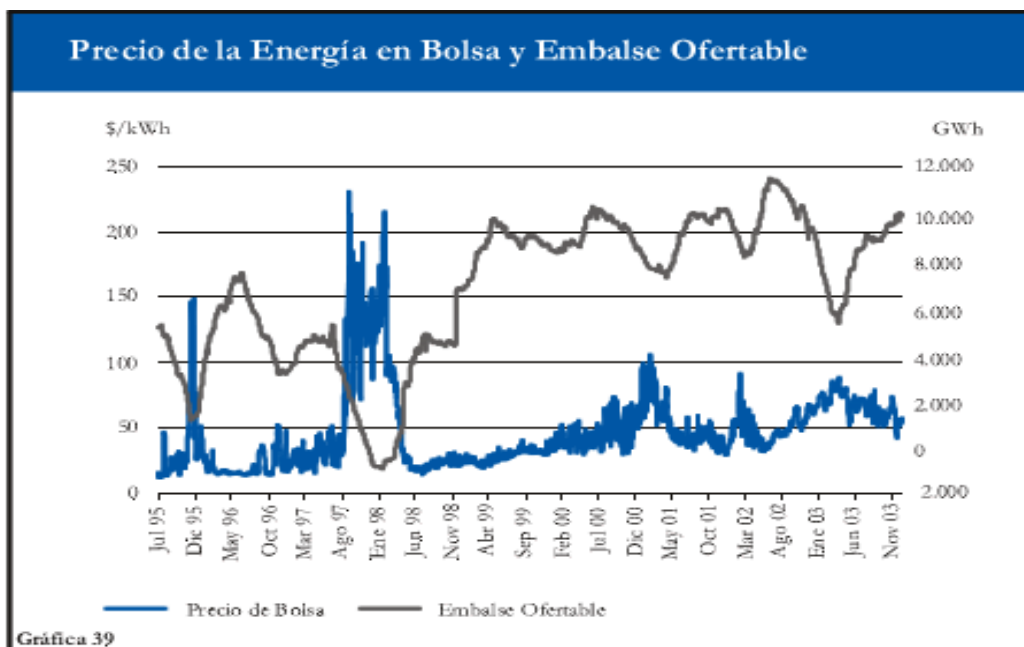
**Gráfica 27: Transacciones en Bolsa y Contratos Generadores. Fuente: Imf. Emp. 2003 ISA.**

### Bolsa de Energía

Las condiciones climatológicas fueron neutrales hacia finales de 2003, luego de la presencia del Fenómeno de El Niño, de magnitud leve, en el inicio del año. Los aportes de los ríos estuvieron en promedio 12% por debajo de sus valores históricos, valor similar al presentado durante 2002.

Al comenzar 2003, el nivel de los embalses se encontraba en el 76,7% respecto a la capacidad máxima embalsable; al final del año este porcentaje se incrementó hasta alcanzar el 80,7%. Con relación al embalse ofertable, éste inició el año 2003 con 9.156 GWh y finalizó el mismo con 9.859 GWh. El valor máximo del embalse ofertable durante el año se presentó el 20 de diciembre con 10.024 GWh y el mínimo el 11 de abril con 5.276 GWh.

La correlación negativa entre el precio de Bolsa y el embalse ofertable durante el año 2003 se ubicó en el 77%, superior a la correlación entre esas mismas variables en el año 2002. En la Gráfica 28 se compara la evolución de los precios de energía en Bolsa y el embalse ofertable en el periodo julio de 1995 a diciembre de 2003.

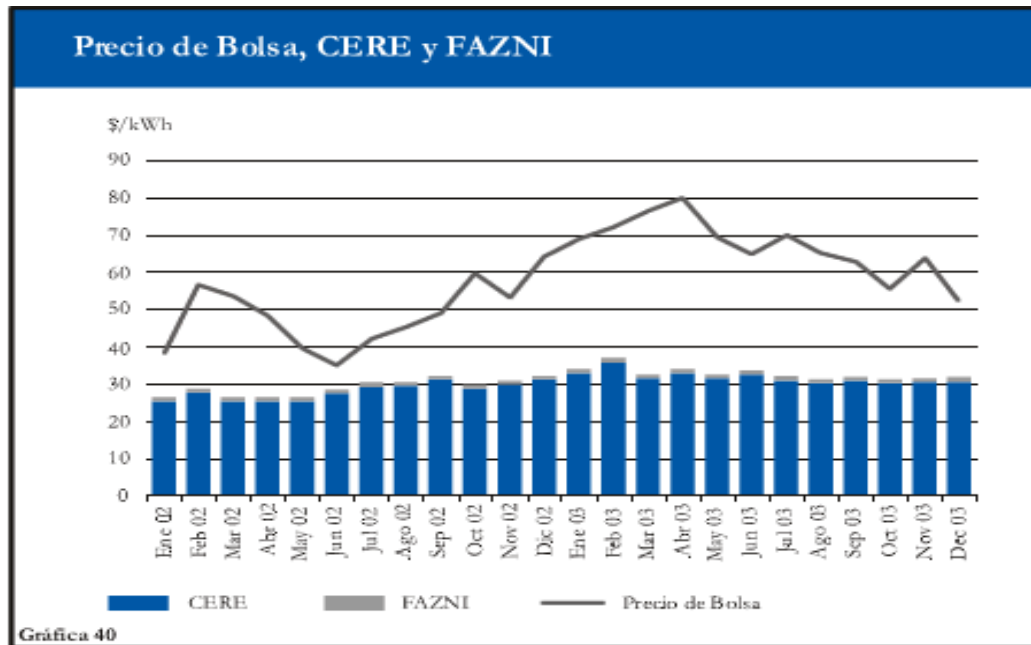


**Gráfica 28: Precio de energía en Bolsa. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.**

Para el año 2003, el precio promedio de la energía en Bolsa fue de 66,28 \$/kWh, con promedios mensuales que fluctuaron entre 52,38 \$/kWh y 79,99 \$/kWh. El máximo precio horario de Bolsa del año fue 148 \$/kWh, el cual se produjo durante la hora 19 el 1 de abril. Por su parte, el mínimo precio de Bolsa se presentó entre las horas 0 a 4 el 14 de febrero, con 37,01 \$/kWh.

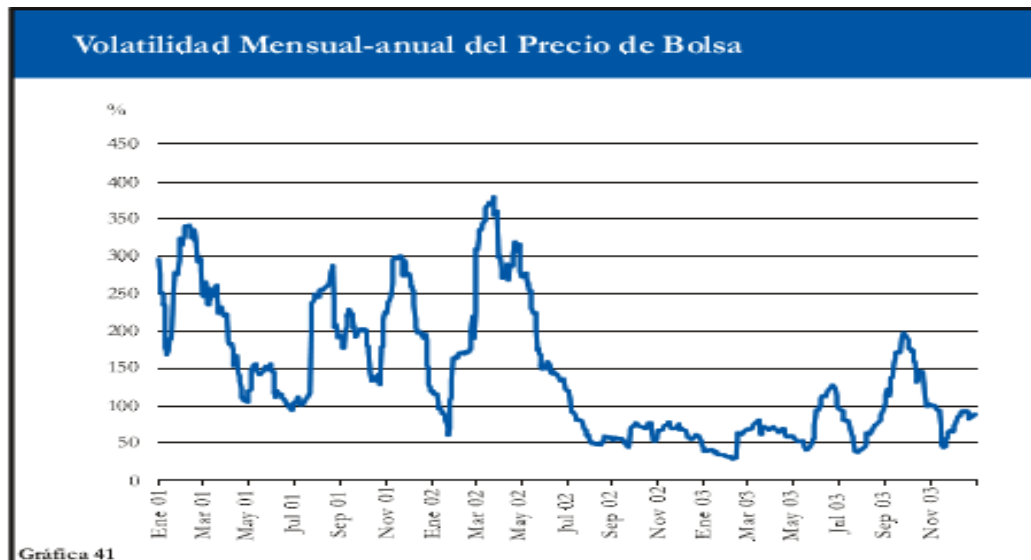
Diciembre de 2003 se caracterizó por ser el mes con el precio promedio mensual de Bolsa más bajo del año, 52,38 \$/kWh, por lo que el CERE y el FAZNI representaron el 60,87% del mismo (CERE: 30,71 \$/kWh, FAZNI: 1,17 \$/kWh). Durante el año 2003, el CERE y el FAZNI representaron entre el 43,05% y el 60,87% del precio de Bolsa (Ver Gráfica 29). Si se descuentan el CERE y el FAZNI del precio de Bolsa, se encuentra el margen neto de venta de la energía para un agente generador que no tenga remuneración por cargo por capacidad. Este margen mostró valores promedios mensuales que oscilaron entre 20,50 \$/kWh y 46,53 \$/kWh, valores superiores a los presentados en 2002.





Gráfica 29: Precio de Bolsa. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.

El cálculo de la volatilidad mensual anualizada del precio de Bolsa muestra una reducción considerable con respecto al comportamiento histórico, llegando a un promedio anual de 82,6%, el valor mínimo de volatilidad de precio de Bolsa en toda la historia del mercado, 57,6 puntos por debajo de la volatilidad promedio anual de 2002. Por tercer año consecutivo, en 2003 se presentó una reducción en la volatilidad promedio anual. Adicionalmente, enero de 2003 fue el mes con menor volatilidad en la historia del Mercado, al presentar un valor de 37,7%. La volatilidad promedio mensual máxima del año fue de 161,6%, la cual ocurrió en el mes de septiembre (Gráfica 30).

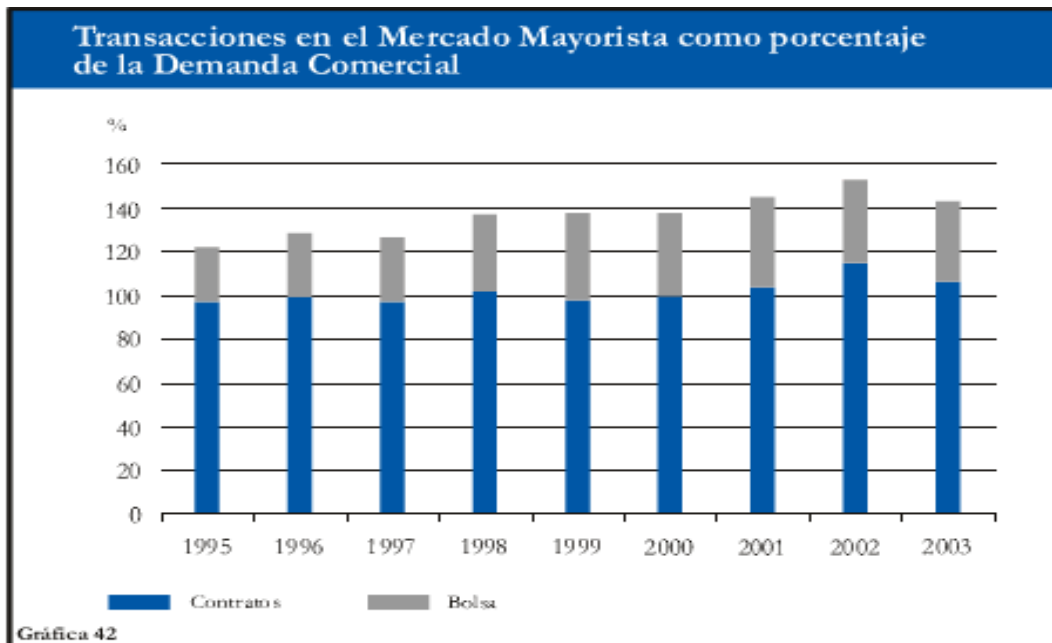


Gráfica 30: Volatilidad del Precio de Bolsa. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.

## Contratos de Largo Plazo

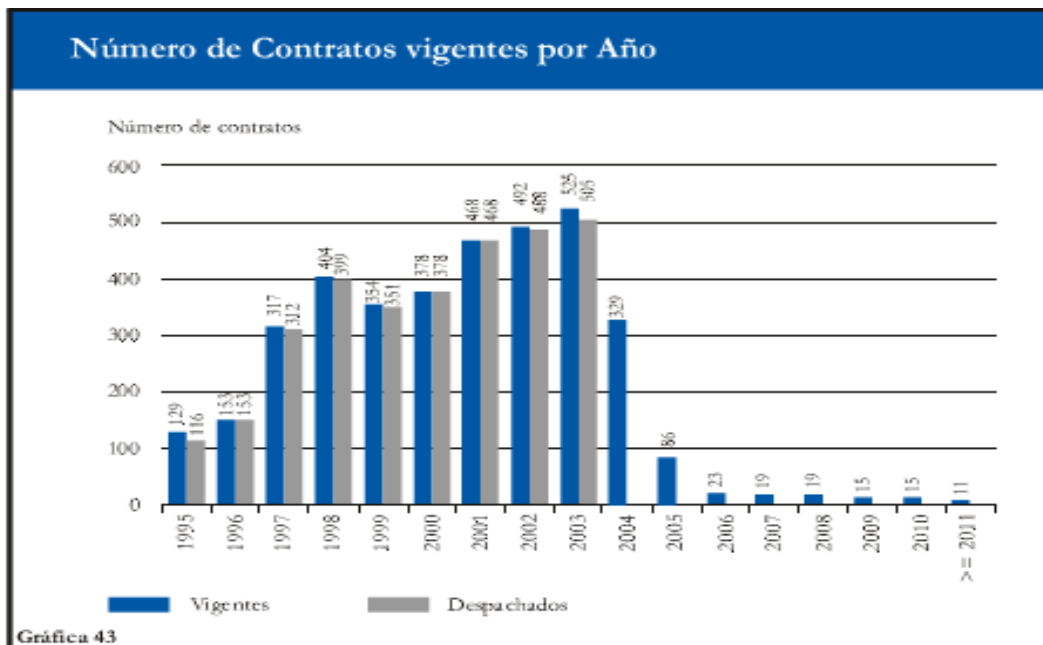
Durante 2003, las transacciones en Contratos bilaterales de largo plazo alcanzaron el 74,4% del total de la energía comercializada en el Mercado Mayorista, que equivale a una disminución de un punto con respecto al año anterior.

En la Gráfica 31 se presentan las transacciones en Bolsa y en Contratos como porcentaje de la demanda comercial. En el año 2003, las transacciones en Contratos fueron equivalentes al 106,6% de la demanda comercial, disminuyendo 8,7 puntos con respecto al valor de 2002. Las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista sobrepasaron la demanda comercial en un 43,3%, disminuyendo en 9,6 puntos con respecto al año anterior.



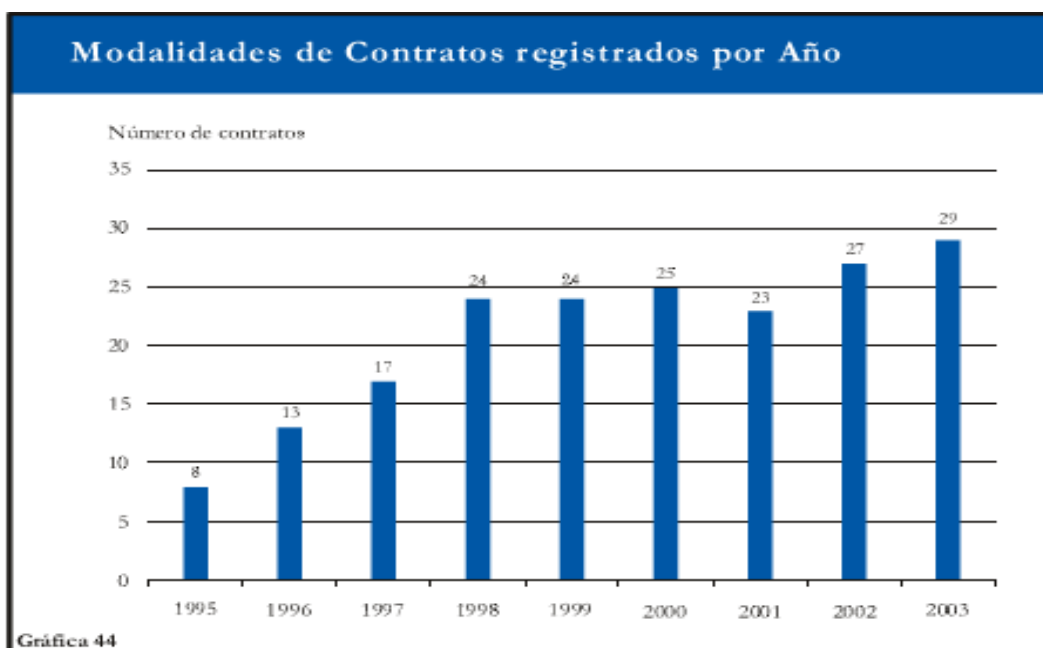
Gráfica 31: Transacciones en MEM como % de la Demanda. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.

En la Gráfica 32 se presenta la evolución del número de Contratos de Largo Plazo vigentes y el número de Contratos despachados por año desde el inicio del Mercado. En 2003 se alcanzó el mayor número de Contratos vigentes y de Contratos despachados, con 525 y 505, respectivamente. Existen 11 Contratos que estarán vigentes más allá del año 2010.



Gráfica 32: Número de Contratos Vigentes. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.

Adicional a los Contratos básicos tipo Pague lo Contratado y Pague lo Demandado, los agentes del Mercado Mayorista transan electricidad en otras modalidades de Contratos. En el año 2003 estuvieron vigentes Contratos clasificables bajo 29 modalidades, tal como se aprecia en la Gráfica 33. Las condiciones más exóticas de contratación de algunas de las nuevas modalidades son asimilables a las existentes en los Mercados de derivados financieros, tales como Contratos de Opciones, *Forwards* y *Swaps*.



Gráfica 33: Tipos de Contratos. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.

Con respecto a los precios de los Contratos, la Tabla 10 y la Tabla 11 presentan la evolución de los mismos, junto con la cantidad de Contratos despachados durante 2003, clasificados por año de registro.

De acuerdo con las tablas, el precio de despacho más bajo, corresponde al de un Contrato que se registró en 1995, mientras que el más alto al de un Contrato registrado en 1997. Descartando los años 1995 y 1997, los precios más bajos corresponden a los Contratos firmados en 1999 y los más costosos a aquellos firmados en 2001. En cuanto al número de Contratos, la mayor cantidad de Contratos despachados en diciembre de 2003, correspondieron a Contratos registrados en el año 2002 y representaron el 39% del total de la energía despachada en ese mes.

**Tabla 10****Precio de Bolsa y Contratos \$/kWh**

<b>Año</b>	<b>Ene-03</b>	<b>Feb-03</b>	<b>Mar-03</b>	<b>Abr-03</b>	<b>May-03</b>	<b>Jun-03</b>	<b>Jul-03</b>	<b>Ago-03</b>	<b>Sep-03</b>	<b>Oct-03</b>	<b>Nov-03</b>	<b>Dic-03</b>
1995	36,27	36,27	36,27	36,27	36,27	36,27	36,27	36,27	36,27	36,27	36,27	36,27
1997	102,95	104,24	105,20	106,34	106,40	106,19	106,41	106,59	106,55	106,72	107,28	107,64
1998	73,27		76,92			71,08			62,84			52,48
1999	58,24	59,53	59,16	59,80	59,84	59,72	59,77	59,87	59,85	59,92	60,53	60,73
2000	60,87	62,89	63,06	63,52	58,54	62,43	62,44	61,97	62,77	63,10	67,22	71,18
2001	73,80	71,93	72,96	73,62	71,90	70,81	70,66	74,19	75,46	75,72	76,44	77,53
2002	73,06	73,10	73,56	74,97	73,82	73,80	74,52	74,12	74,25	74,29	75,20	76,27
2003	79,30	63,14	65,67	69,01	65,51	65,98	64,98	60,77	59,38	60,21	62,79	62,71
Precio de Contratos	72,68	71,85	72,44	73,47	72,46	71,96	71,89	72,09	72,73	72,46	73,39	73,83
Precio de Bolsa	69,21	72,01	76,59	79,99	69,46	65,03	70,07	65,34	63,02	55,65	63,93	52,38

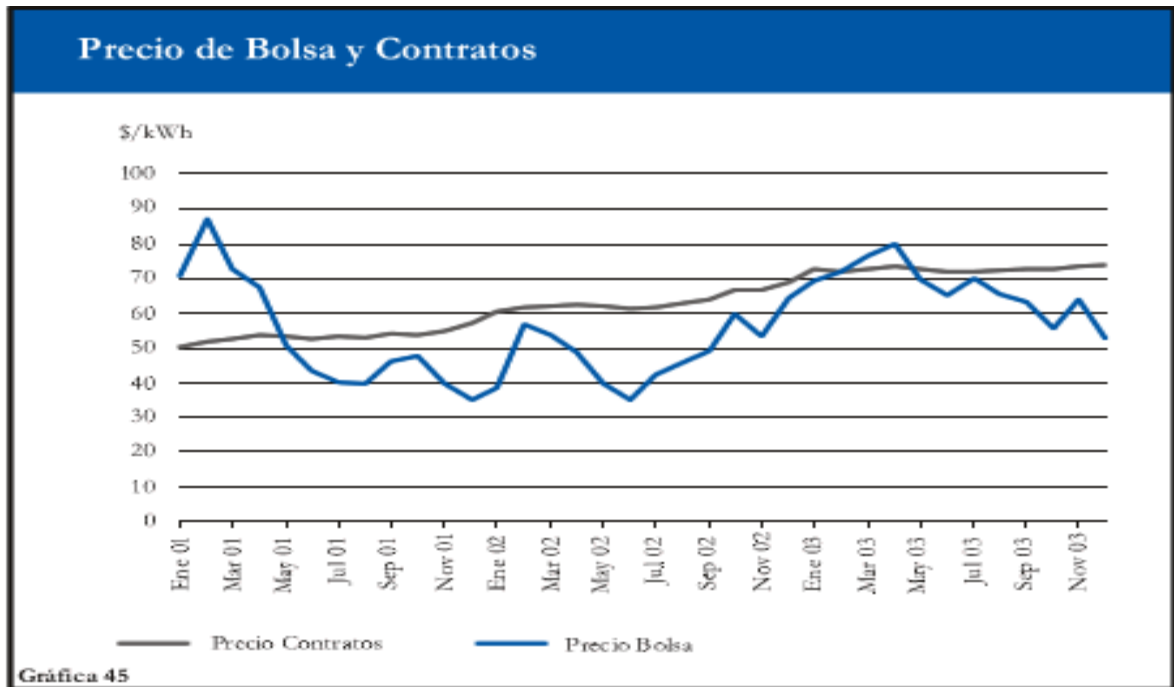
**Tabla No. 10: Precio de Bolsa y Contratos.****Fuente: Informe empresarial de ISA. 2003.**

**Tabla 11****Número de Contratos despachados en 2003 \$/kWh**

<b>Año</b>	<b>Ene-03</b>	<b>Feb-03</b>	<b>Mar-03</b>	<b>Abr-03</b>	<b>May-03</b>	<b>Jun-03</b>	<b>Jul-03</b>	<b>Ago-03</b>	<b>Sep-03</b>	<b>Oct-03</b>	<b>Nov-03</b>	<b>Dic-03</b>
1995	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1997	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1998	1		1			1			1			1
1999	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3
2000	20	25	26	21	20	19	19	19	19	19	19	13
2001	61	56	56	54	51	56	50	46	47	45	45	35
2002	160	159	160	156	152	139	136	139	133	131	125	125
2003	13	24	33	41	45	50	58	60	57	60	61	58

**Tabla No. 11: Número de contratos despachados en 2003. fuente: Informe empresarial de ISA. 2003.**

A lo largo del año 2003, los precios promedios mensuales de los Contratos estuvieron por encima del precio promedio mensual de Bolsa, con excepción del período comprendido entre febrero y abril. A partir de este mes presentaron un comportamiento ligeramente decreciente, tal como se muestra en la Gráfica 34.



Gráfica 34: Precio de Bolsa y Contratos. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.

En la Tabla 12 se presenta en forma comparativa los precios promedios anuales de la energía en Contratos y en Bolsa desde 1997. Puede observarse que el precio de Bolsa ha mostrado mayor variación interanual que el precio medio de Contratos. Por otra parte, este último ha mantenido una tendencia anual creciente desde el año 2000.

Tabla 12					
FECHA	CONTRATOS \$/kWh (1) (2)		BOLSA \$/kWh (1)	Incremento Contratos	Incremento Bolsa
1997		56,09	111,96		
1998		54,89	74,57	-2,14%	-33,40%
1999		54,71	38,63	-0,33%	-48,20%
2000		55,06	55,57	0,65%	43,85%
2001		61,64	60,99	11,94%	9,76%
2002		67,07	50,80	8,81%	-16,71%

2003	72,60	66,28	8,24%	30,47%
(1)	\$/kWh	de	diciembre	de 2003.
(2)	Precio promedio de los Contratos despachados en cada año.			

**Tabla No. 12: Comparativo de Precios Promedios. Fuente: Inf. Emp. ISA. 2003.**

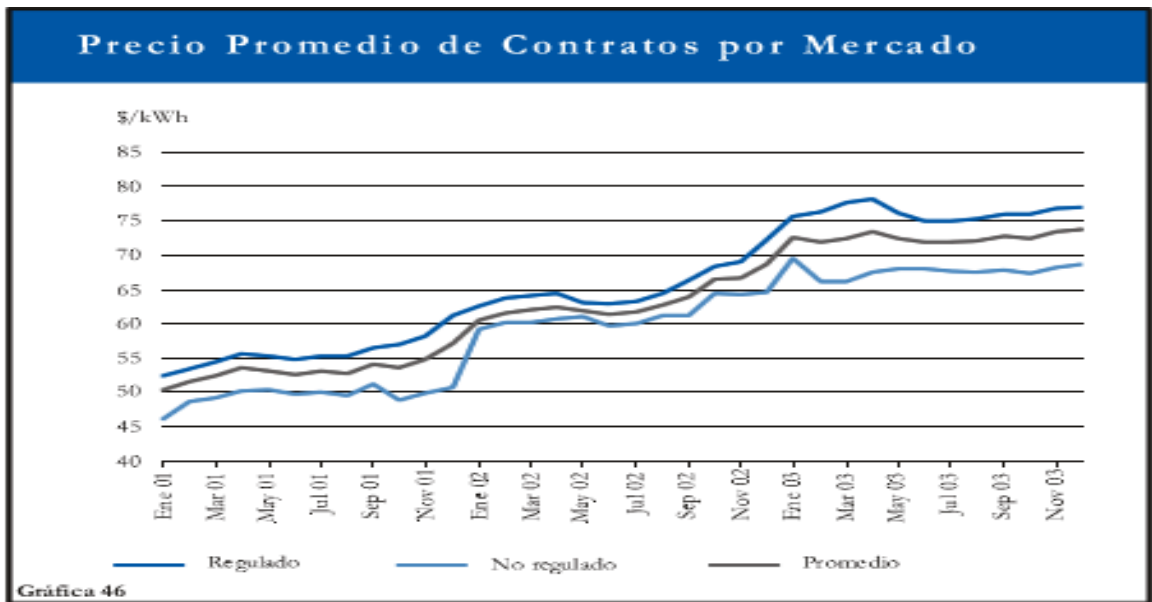
La Tabla 13 muestra la evolución del precio promedio mensual de la energía en Contratos y en Bolsa, en pesos corrientes y constantes 9 de diciembre de 2003. En promedios mensuales, el precio de Contratos mostró una tendencia decreciente durante casi todo el año, finalizando el mismo con un valor de 73,83 \$/kWh.

<b>Tabla 13</b>				
<b>Mes</b>	<b>\$/kWh</b>		<b>Constantes de diciembre</b>	
	<b>Contratos</b>	<b>Bolsa</b>	<b>Contratos</b>	<b>Bolsa</b>
Ene-03	72,68	69,20	75,99	72,35
Feb-03	71,85	72,00	74,20	74,35
Mar-03	72,44	76,59	74,12	78,37
Abr-03	73,47	79,99	74,37	80,97
May-03	72,46	69,46	73,31	70,27
Jun-03	71,96	65,03	72,94	65,92
Jul-03	71,89	70,07	72,72	70,88
Ago-03	72,09	65,34	72,80	65,98
Sep-03	72,73	63,02	73,47	63,66
Oct-03	72,46	55,65	73,08	56,13
Nov-03	73,39	63,93	73,63	64,14
Dic-03	73,83	52,38	73,83	52,38

**Tabla No. 13: Evolución del Precio Promedio Mensual. Fuente: Inf. Emp. ISA. 2003.**

En la Gráfica 35 se presenta la evolución del precio promedio mensual de los Contratos desde 2001, comparada con la evolución del precio promedio mensual de los Contratos con destino al Mercado Regulado y No Regulado. Durante 2003, el precio promedio mensual de los Contratos con destino a Mercado Regulado estuvo en promedio 8,57 \$/kWh por encima del precio promedio mensual de los Contratos con destino al Mercado No Regulado.





Gráfica 35: Precio Promedio de Contratos. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.

El costo promedio mensual de todas las transacciones en el mercado mayorista con destino al Mercado Regulado -Mm-, tuvo un crecimiento permanente durante 2003. En la Gráfica 36 se muestra la evolución del Mm, en la cual se aprecia que esta variable está más correlacionada con los precios de los Contratos que los de Bolsa. Adicionalmente el índice Mm muestra menor volatilidad que los precios de la Bolsa y de Contratos.



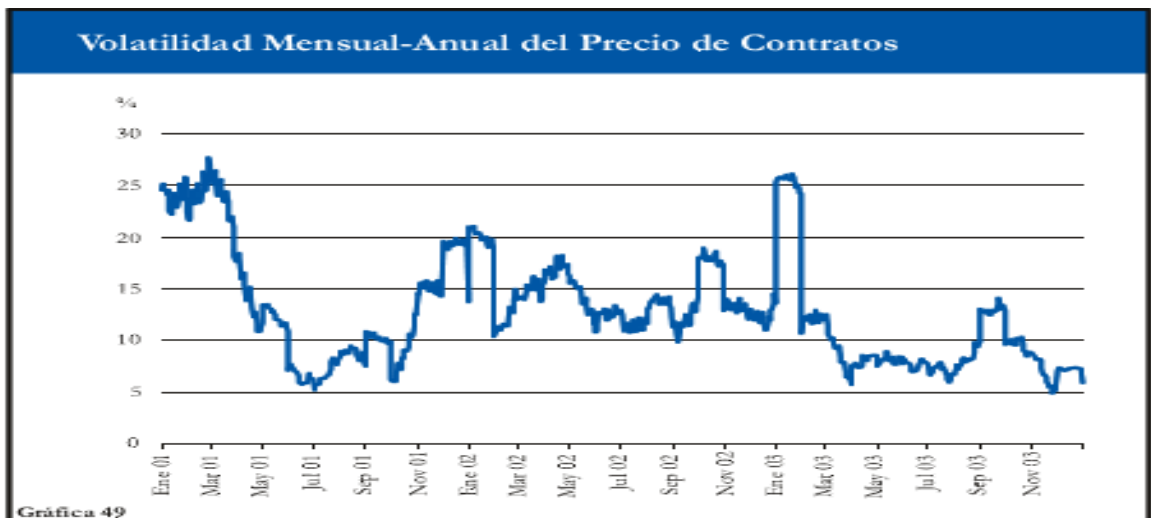
Gráfica 36: Precio de Bolsa, Contratos y MEM. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.

La Gráfica 37 corresponde a la evolución del precio promedio ponderado de las transacciones en Bolsa y Contratos incluyendo las operaciones de cobertura. El valor promedio de las transacciones en el Mercado durante 2003 registró un incremento, con respecto a 2002, de 18,82%, el cual equivale a 11,25 \$/kWh. En el año 2003, este promedio fluctuó entre 67,66 \$/kWh y 74,95 \$/kWh, en los meses de diciembre y abril, respectivamente.



**Gráfica 37: Evolución del Precio Prom. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.**

Finalmente, en la Gráfica 38 se presenta la volatilidad mensual anualizada del precio de los Contratos. Para el año 2003, mientras la volatilidad promedio del precio de Bolsa fue de 82,6%, la volatilidad promedio de Contratos fue de 10,1%. Este valor se ubica 4,1 puntos por debajo de la volatilidad de 2002, disminuyendo por tercer año consecutivo.



**Gráfica 38: Volatilidad de Precios de Contratos. Fuente: Inf. Emp. 2003 ISA.**

### 2.3. ESTUDIO DE LA TEKNEKON ENERGY RISK ADVISORS. TERA.

En el año 1999 la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia – CREG – contrató a la firma Teknekon Energy Risk Advisors, LLC – TERA – para realizar un estudio sobre el Mercado de Energía Eléctrica en Colombia y analizar cómo desarrollar un esquema institucional que permitiera definir señales de precio de corto, mediano y largo plazo.

Este estudio fue concluido el 28 de febrero del año 2001 y fue denominado: “Escisión del SIC – Bolsa de Energía Eléctrica de las Actividades Comerciales de Interconexión Eléctrica S.A. ESP. y Definición del Esquema Institucional para las demás funciones del Actual Centro Nacional de Despacho” [1].

En el **Anexo 2** del presente trabajo de Tesis, se presentan las principales conclusiones de este estudio.

El esquema propuesto en este estudio planteó los siguientes objetivos específicos:

“El principal cambio de la estructura modificada es sustituir el actual modelo conducido por el cargo por capacidad por un modelo de subastas y un Mercado secundario de opciones de energía en firme.

- Bajo la estructura modificada, cada participante de la demanda requiere comprar parte de sus necesidades de demanda sobre energía en firme con estas opciones.
- La escogencia en contratación de compradores y vendedores está explícitamente condicionada por la subasta.

Los mínimos operativos son reemplazados por señales económicas y de precio.

- En su lugar una combinación de incentivos (futuros para administrar el valor del agua de los embalses), compensación comercial y daños, garantías (margen variable relacionado con el nivel del agua o límites sobre posiciones que pueden ser mantenidas abiertas) y es establecido el monitoreo sobre el desempeño del sistema.
- Si la misma dotación es necesaria, un precio fijo para las opciones de energía en firme puede asegurar que se mantenga y provee un alza para los vendedores de opciones.

Las provisiones para el capital social continúan como están y permanecen con el gobierno.

Los costos de racionamiento de la estructura modificada son recolectados por la nueva empresa y redistribuidos para afectar a los comercializadores explícitamente.

La expansión del sistema es facilitada directamente a través de procesos de subasta y asegurada a través de revisiones al sistema de planeación de la UPME.”

Como puede observarse, en este estudio se planteó un esquema de subastas para opciones de energía firme con el objetivo de sustituir el esquema actual de cargo por capacidad.

De otro lado se planteó un mercado de futuros como mecanismo para administrar el riesgo de precios, buscando con este esquema remplazar los actuales Mínimos Operativos.

Adicionalmente, se propuso un esquema de márgenes y garantías financieras como respaldo al esquema de los futuros y las opciones.

Otro resultado clave del estudio mencionado, fue la definición de un período de transición entre el esquema actual y el esquema propuesto. Las principales características de este período fueron presentadas de forma reducida en la tabla siguiente:

Tabla No: 14 Periodo de Transición.

Características	Esquema Puro	Inicial	Razón para Cambio
Estimación de la Demanda.	Se define en Forma voluntaria por el agente.	Fuerza para comprar. Tres pequeños incrementos de demanda:2,3 y 5%. Al final del periodo de transición sería revisado 100%. Por NEESP	Desconexión selectiva de usuarios no es normalmente usada en el sistema Colombiano.
Tipo de Contrato	Opción	Opción Real	Esta reglamentado por el gobierno.
Clearinghouse	Se require	Contratos Bilaterales y administración de las garantías.	Organización y Capital de la Clearing House no está disponible.
Prima de cobertura.	No require	UPME suministrará los últimos procesos de concurrencia y continuamente evalúa el mercado.	1. Clima Político y social para el crecimiento mediante señales de precio 2. Fuerza del Mercado y actores

			estratégicos para manipular el ingreso.
Mínimos Operativos	Mercado de Futuros	Minimos operativos Continua	Normalmente es una señal de Precio de Mercado de medio término.
Energía en Firme	Declarada por el generador y revisado por NEESP.	Función de Penalización.	Por control de la pendiente de la función de tolerancia para definir el valor que puede ser administrado. Un límite rígido en el Modelo de pendiente infinita definido por NEESP.
Horizonte de tiempo.	5 años.	2 años.	Incrementar el aprendizaje de los participantes reduce la probabilidad de imprevistos.
Prima.	Pago anticipado.	La prima se amortiza mensualmente.	Normalmente los participantes tienen capacidad económica limitada. Con la estructura de primas la probabilidad de no pago debe ser considerada por los participantes en la estructura de precios de las opciones.
Incrementar carga	No	Si es necesario.	Se puede dar mediante precio piso o prima.
Penalización.	Función de Penalización.	Demandas.	Marco legal colombiano con respecto a leyes de penalización, crea la posibilidad de emitir leyes e incluso redefinir la firma.
Contratos.	Estandarización y negociación	Contratos Bilaterales entre	Se requiere un cambio que

	de contratos mediante clearing house.	agentes estandarizados y negociables, liquidado en el momento de la entrega.	favorezca la negociación y liquidez de los contratos.
Garantías.	El margen inicial y el margen de mantenimiento, definidos por la clearing house.	Los Margenes inicial y de mantenimiento serían definidos por NEESP.	No existe clearing House.
Mercado y evaluación del riesgo.	SPAN O VaR definido por la clearing house.	SPAN se utiliza para evaluar el impacto del riesgo en el precio de la energía, o riesgo de mercado además del riesgo de crédito.	No existe un modelo de cálculo de garantías al mismo tiempo que no existe clearing house.
Demanda insatisfecha.	Permitir.	No possible.	No hay herramientas técnicas ni administrativas.

Fuente: Informe TERA. ANEXO 2.

Al analizar el esquema de transición propuesto se identifican dos fases, una fase inicial en la cual la nueva empresa conformada NEESP (New enterprise ESP) implementa el Mercado de Contratos Bilaterales Standard, administra un esquema de garantías constituido por los márgenes iniciales y los márgenes variables y coordina la realización de las subastas de opciones de energía firme.

En una segunda fase, se constituye una Cámara de Compensación (Clearing house) la cual organiza el esquema de Contratos de Opciones y Futuros constituyéndose en contraparte de los agentes en estos contratos y garantizando que los mismos sean honrados. En esta segunda fase también se contempla, entre otras, la modificación del Despacho ( Day ahead market) para viabilizar la entrega física de los contratos.

#### 2.4. ESTUDIO DE LA ESTRUCTURA PROPUESTA POR TERA

En Julio del año 2000, el Consultor Internacional Thierry Defauw realizó un estudio analizando la viabilidad de implementación del esquema planteado en el estudio de TERA denominado ANALISIS DEL ESTUDIO DE TERA A REVISED FRAMEWORK FOR THE CAPACITY CHARGE, MINIMOS OPERATIVOS AND RATIONING RULES IN COLOMBIA. [2].

En el **Anexo 3** se presenta el alcance y principales resultados de este trabajo.

De este estudio se destacan las siguientes conclusiones:

- “Una bolsa de opciones tiene como único propósito proveer mecanismos de cobertura de riesgos para los participantes del mercado. El objetivo es puramente financiero y busca estabilizar los precios de compra o venta a título individual. “
- “Con la bolsa de opciones, al vender opciones de compra, los generadores cambian ingresos excepcionales (cuando hay escasez) por un pequeño ingreso fijo mensual, pero no recibirán ambos como en el caso de cargo por capacidad. “
- “Algunas personas piensan que el mercado de opciones reemplazará el cargo por capacidad porque suponen que el precio de la opciones incluirá el valor actual del cargo por capacidad. Es muy relativo y solo ocurrirá en el mejor de los casos. La verdad es que el precio de la opción lo definirá el mercado y en consecuencia la inclusión del cargo por capacidad en el precio de las opciones se volverá voluntario con los riesgos que esto implica para los que esperan recibirlo. Por lo tanto es muy probable que al principio, el precio de la opción sólo incluirá una parte del cargo por capacidad y con el tiempo éste desaparecerá totalmente. “
- “En consecuencia, de ninguna manera el vendedor de una opción tiene una venta asegurada porque el comprador sólo usará su opción si el precio del mercado está por encima del precio de ejercicio (precio al cual su opción le permite comprar). Esto quiere decir que el vendedor siempre venderá el producto en condiciones desfavorables (por debajo del precio de mercado) o no venderá nada“
- “De otro lado, si se quiere asegurar la confiabilidad a título individual, se podrían negociar opciones de confiabilidad en la bolsa pero sería necesario cancelar el concepto de socialización del racionamiento. En este caso habría una bolsa que permita negociar opciones tradicionales para cubrir el riesgo financiero y opciones de confiabilidad para asegurar la entrega de la energía contratada“

Como conclusión final Thierry Defauw estableció:

“A pesar de que el proyecto de TERA está diseñado para reemplazar el cargo por capacidad, reducir la incertidumbre del mercado, disminuir los riesgos e incentivar la creación de una nueva unidad de producción ... podría suceder todo lo contrario, es decir la cancelación del cargo por capacidad sin o con poca compensación, la creación de nuevas incertidumbres (qué pasará con el precio de la energía después de reemplazar el cargo por capacidad ?), un mayor riesgo por la obligación de negociar las opciones y la desestimulación a la inversión por quitar el cargo por capacidad.

Además, por cambiar prácticamente todos los parámetros internacionales de una bolsa de opciones, esta bolsa ni siquiera servirá para cubrir el riesgo de fluctuación de precio del mercado de la energía eléctrica en Colombia.

Por lo tanto me parece que el proyecto planteado por TERA no soluciona de ninguna manera los problemas actuales que tiene el sector eléctrico colombiano y solo traerá inconvenientes y costos para sus miembros.

En consecuencia, como queda ampliamente demostrado que una bolsa de opciones solo sirve para solucionar el problema de las fluctuaciones excesivas de la electricidad en Colombia, el sector eléctrico debe buscar solucionar sus otros problemas con soluciones específicas al sector eléctrico.”

“Al tratar de estructurar la bolsa para cumplir objetivos que no son los de una bolsa de opciones, se compromete su viabilidad y en consecuencia su objetivo principal que es la cobertura de riesgo. Además, lo anterior demuestra claramente que tampoco solucionará los problemas que pretende solucionar pero si traerá una serie de problemas como por ejemplo la obligación de negociar y las multas por incumplimiento. Por lo tanto, sería mejor solucionar estos problemas sin recurrir al mercado de opciones. “

La hipótesis principal desarrollada en el estudio de Thierry Defauw es que no es adecuado desde el punto de vista conceptual, adoptar un esquema de opciones sobre energía firme para asegurar la confiabilidad en la atención futura de la demanda de energía para reemplazar el actual cargo por capacidad. Por otro lado, se destaca que el objetivo principal de una bolsa de opciones y futuros busca proveer mecanismos de cobertura de riesgos para los participantes del mercado.

## **2.5. ESTUDIOS CONCEPTUALES DE LOS DERIVADOS FINANCIEROS**

Dentro de este Marco Teórico es necesario destacar los principios conceptuales de los Derivados Financieros tomados de las referencias [3] y [4] textos de John C. Hull usados ampliamente en cursos de Pregrado y Maestría en varias Universidades a nivel mundial.

## **2.6. SIMULACIONES DE LA ESTRUCTURA PROPUESTA POR TERA**

En el año 2001 la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- contrató a las firmas Mercados Energéticos, Power Systems Research PSR y RCM para realizar la simulación del esquema propuesto en el estudio de TERA.

El trabajo realizado por estas firmas se denominó “Computer-based Simulation of Auctions of Option Contracts and of Futures Contracts in the Colombian Wholesale Electricity Market “ [5]



Los principales resultados de este trabajo entregado a la –CREG- en el mes de enero de 2002 se presentan en el Anexo 4.

Los resultados fundamentales fueron:

#### 2.6.1 Valoración de Opciones de Energía:

Mediante simulaciones con la aplicación SDDP (Stochastic dual dynamic programming) se realizó el despacho hidrotérmico de los recursos del Sistema Interconectado Nacional Colombiano para un horizonte de 12 años (2001 al 2012).

Fueron realizadas 132 simulaciones, considerando 22 series hidrológicas y seis escenarios caracterizados por la Demanda de Energía (Alto – Bajo) y Costo Marginal de Largo Plazo ( tres valores de CMLP ó LTMC en inglés).

Los tres valores de Costo Marginal de Largo Plazo (LTMC) se obtuvieron teniendo en cuenta:

La tasa esperada de retorno para nuevas inversiones (con base en el cálculo del WACC).

El costo de capital en Colombia para inversiones en plantas de ciclo combinado

Los costos del gas usados en estudios de expansión

Los ingresos esperados bajo las reglas del mercado Spot.

Con estas simulaciones se encontraron los precios esperados de la energía para cada período de tiempo y cada bloque de demanda de energía considerado (STMC Short Term Marginal Costo). Para hallar los valores esperados, se asumió que los resultados de las 132 simulaciones eran equiprobables. Para modelar la demanda se consideraron 4 bloques horarios en cada mes.

Conocidos los precios esperados de la energía (STMC), fue posible encontrar los precios esperados de opciones de energía con diferentes precios de ejercicio. Se analizaron diferentes precios de ejercicio (0,10, 20, 25, 30, 50, 100, 150, 200 y 300 USD/MWh)

Para el caso específico de estimación de precios de opciones de energía, no fue posible el uso de la fórmula de Black and Scholes debido a que la electricidad no es un bien almacenable y porque no hay un mercado de futuros líquido. De otro lado, los precios de la energía no se comportan con una volatilidad constante y por ejemplo presentan baja dispersión en períodos de alta hidrología, es decir, en períodos de altos aportes de los ríos a los embalses.

En las gráficas del Anexo 4 se muestran los resultados de estas estimaciones de precios de las opciones de energía.

Se resalta el hecho de que en el estudio en cuestión se estimaron los precios de

las opciones usando técnicas de simulación diferentes a la fórmula de Black and Scholes.

## 2.6.2 Modelo para la simulación de un Mercado de Opciones y Futuros:

Se consideró un Mercado con tres productos básicos para vender y comprar energía: Opciones, Futuros y Mercado SPOT. Todos los productos se modelaron como si fuesen Opciones así:

- Opciones: Con diferentes precios de ejercicio
- Futuros: Opciones con precio de ejercicio cero 0
- Spot: Opciones con precio de ejercicio muy alto (400 US/MWh)

Se consideraron tres tipos de participantes en el Mercado:

- Generadores
- Grandes Usuarios ( No regulados)
- Suministradores de último recurso LRS (Mercado regulado es el 80%)

Para caracterizar la aversión al riesgo de los diferentes participantes se modelaron funciones de utilidad considerando los ingresos/costos y la volatilidad de estos ingresos y en función de una variable de tolerancia al riesgo escogida de forma aleatoria.

La forma general de la función de Utilidad escogida fue:

$$U_{k_i} = M_i - s_i^2 / tK^4$$

Donde:

**$U_{k_i}$**  Función de utilidad del participante del Mercado K asociado al instrumento financiero i

**$M_i$**  es el retorno promedio asociado al instrumento financiero i

**$s_i$**  Desviación standard del retorno del instrumento financiero i

**$tK$**  Tolerancia la riesgo del participante K (número aleatorio)

Cada participante debería formar su portafolio óptimo. Se asumió además:

Los generadores pueden ofrecer vender su capacidad total disponible en los diferentes mercados. Grandes Usuarios pueden ofrecer comprar su demanda total en los diferentes mercados y los Suministradores de último recurso LRS están obligados a comprar instrumentos financieros para su demanda total en la proporción definida por la regulación.

---

<sup>4</sup> Función de utilidad tomada del Modelo de Simulación de Mercados Energéticos Consorcio. Anexo 4.

El mercado es competitivo, ningún agente puede influenciar el precio de liquidación.

Las ofertas hechas por cada participante obedecen a su función de utilidad constante.

Cada participante del mercado tiene una tolerancia al riesgo  $t_k$ . Estos valores son generados aleatoriamente en un rango entre  $t_1$  y  $t_2$  para considerar las diferentes políticas de manejo del riesgo en cada compañía.

Todos los mercados son liquidados simultáneamente.

Con los anteriores supuestos se planteó la solución del siguiente problema de optimización:

Maximizar el Beneficio social expresado como:

$$\text{Max} [ \sum_k S_{ki} \text{BB}_{ki} Y_{ki} - \sum_k S_{ki} \text{BS}_{ki} X_{ki} ]$$

K: mercado

I: Participante

Sujeto a:

$$\sum_k S_{ki} Y_{ki} - \sum_k S_{ki} X_{ki} = 0$$

Oferta igual a la demanda en cada mercado K

$$\sum_k S_{ki} Y_{ki} \leq D_i$$

Demanda total del participante i comprada en algún mercado k debe ser menor que la demanda total.

$$\sum_k S_{ki} X_{ki} \leq G_i$$

Capacidad total del generador i vendida en algún mercado k debe ser menor que la capacidad instalada

$Y_{ki}$  Demanda del participante consumidor i comprada en el mercado k

$X_{ki}$  Capacidad del participante generador i vendida en el mercado k

$\text{BB}_{ki}$  Precio de oferta de venta del participante generador i en el mercado K

$\text{BS}_{ki}$  Precio de oferta de compra del participante consumidor i en el mercado K

$D_i$  Demanda total del participante i

$G_i$  Capacidad total del generador i

En las gráficas del Anexo 4 se muestran los resultados del proceso de optimización descrito en donde se puede observar coherencia entre los valores de tolerancia al riesgo asignados aleatoriamente a los participantes y los resultados obtenidos, es decir los portafolios obtenidos para cada participante.

Así mismo, puede inferirse de los resultados los precios de ejercicio de las opciones más transadas, así como el volumen de transacciones en cada producto.

El diseño del mercado propuesto por el estudio con base en los resultados fue el siguiente:

2.6.2.1 Tipo de opciones:

Base (24 horas siete días a la semana)  
Pico (10 horas por semana días laborables)

2.4.2.2 Strike prices

- Futuros
- 10, 30, 70 us\$/MWh

Períodos de desempeño

1, 2, 5 años

Como conclusión general, puede decirse que el modelo permitió simular el comportamiento de ese mercado de opciones y futuros y la forma como los diferentes agentes lo usarían de acuerdo con su aversión al riesgo siendo los resultados coherentes con el análisis conceptual.

## **2.7. COMPARACIÓN DEL CARGO POR CAPACIDAD VS MERCADO DE OPCIONES.**

Con el modelo desarrollado fueron realizadas simulaciones para comparar cuantitativamente la eficiencia del mercado de las opciones frente al método actual del cargo por capacidad CxC para un conjunto de 7 plantas térmicas.

Los resultados fueron presentados en el **Anexo 4** y en esencia muestran ingresos similares considerando varias condiciones de tolerancia al riesgo por parte de los agentes generadores de las plantas térmicas y del resto del mercado.

El análisis de estos resultados plantea varios interrogantes que no son claros en la presentación del estudio:

¿Cómo fue realizada la simulación del CxC?

¿Cuáles fueron las consideraciones tenidas en cuenta?

¿En la simulación con el CxC se consideró que los agentes térmicos vendieron toda su energía en la Bolsa y que los ingresos totales son éstos más los obtenidos por CxC asumiendo valores promedios y volatilidades con base en datos históricos?

¿En el análisis de las causas de la volatilidad histórica del ingreso por CxC, no será necesario profundizar en el comportamiento de variables tales como la evolución histórica de la disponibilidad de las unidades de generación, el crecimiento de la demanda, el comportamiento de los aportes hidrológicos, las reglas de cálculo?

¿Por qué no se analizaron plantas hidráulicas?

Estos interrogantes serán abordados en el Capítulo 4 sobre los resultados de la presente investigación.

## **2.8. SIMULACIÓN DE UN MERCADO DE OPCIONES Y FUTUROS MEDIANTE UN JUEGO ORGANIZADO:**

En el período del 20 de abril del año 2001 al 29 de abril del 2002 se llevó a cabo en Colombia una simulación de un Mercado de Opciones y Futuros promovida por el Consultor Thierry Defauw. Los derivados financieros de esta simulación consideraron como subyacente el precio de Bolsa de la energía en Colombia publicados por el Mercado de Energía Mayorista MEM de Interconexión Eléctrica S.A ESP en su página web.

En este juego experimental, participaron 62 personas del Sector Eléctrico Colombiano de diferentes empresas generadoras, comercializadoras, distribuidoras y del administrador del mercado (MEM).

En el **Anexo 5** se presentan las reglas del juego desarrollado [6], informes de las transacciones realizadas durante los doce meses, gráficas del comportamiento de algunos de los productos transados y algunos resultados globales.

Cómo conclusiones del juego se destacan:

- La simulación real no tiene antecedentes y constituye un elemento valioso por los resultados de la experimentación.
- Esta simulación real permitió dar a conocer a los participantes los diferentes instrumentos derivados y su uso real.
- Permitted sensibilizar al sector eléctrico colombiano sobre el manejo de este tipo de instrumentos financieros.

- Permitió comprender las diferentes posiciones que se pueden adoptar frente a un Mercado de Derivados Financieros (Cobertura, Especulación y Arbitraje).
- Entender la dinámica de cada uno de los instrumentos. La dinámica observada en el juego corresponde a la dinámica de una Bolsa de Opciones y Futuros real en cuanto al comportamiento de los precios de los futuros respecto a los precios del mercado SPOT y al volumen de negociación con relación a la fecha de expiración.
- El juego permitió comprender el manejo de una Cámara de Compensación y entender los riesgos que asume la Cámara de Compensación al constituirse en contraparte de los agentes en todas las negociaciones.
- Permitió además entender que en una Bolsa de Opciones y Futuros lo que gana un agente lo pierde otro agente. Es un juego de suma cero.

## **2.9. SISTEMA ELECTRÓNICO DE CONTRATOS NORMALIZADOS BILATERALES –SEC-**

El 16 de enero de 2004 la Comisión de Regulación de Energía y Gas puso a disposición de todos los agentes una propuesta regulatoria para discusión sobre un mecanismo alternativo para realizar la contratación bilateral en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) a través de un Sistema Electrónico de Contratos Normalizados Bilaterales –SEC-.

El Documento correspondiente está identificado como Documento CREG –005 del 16 de enero de 2004. [7].

En este Documento se plantearon, entre otros, los siguientes temas

Tipo de subasta a ser empleado en el –SEC-.

Inclusión del Mercado Regulado

Tipos y características de los contratos estandarizados.

Descripción detallada de las subastas propuestas.

Esquema de garantías para cubrir el riesgo de crédito.

Márgenes aplicables al comprador y al vendedor de productos en el –SEC-.

Obligatoriedad de participación

Despacho, liquidación, facturación y recaudo.

En el capítulo 4 se hará un análisis detallado de esta propuesta con base en el marco teórico desarrollado y el análisis ex post facto de las diferentes referencias presentadas.

### **3. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN**

En este capítulo se describe la metodología utilizada para llevar a cabo esta investigación teniendo en cuenta la siguiente estructura: Metodología General, Descripción del proceso de investigación, Métodos y técnicas de recolección de información y Métodos y técnicas de análisis de la información.

#### **3.1. METODOLOGÍA GENERAL.**

Este trabajo parte del estudio de las condiciones en las cuales operan los mercados que en la actualidad ya cuentan con un mercado organizado de energía administrado por una clearing house, por cuanto el objetivo de la tesis plantea analizar la viabilidad de un FOM. Es necesario entonces analizar las condiciones básicas en cuales operan estos mercados y comparar estas, con las condiciones actuales del Mercado mayorista de electricidad en Colombia como punto de partida para determinar dicha viabilidad. Para tal efecto se toman los dos casos más representativos de los mercados de energía eléctrica como son: el PJM que opera en un mercado ya consolidado y establecido que es el NYMEX y el mercado Nórdico que monto la clearing house desde condiciones muy similares a las del MEM actual. Posterior a esta comparación se realiza un análisis ex – post facto de trabajos contratados por la CREG con firmas de consultoría internacionales, donde se propone una estructura para permitir el desempeño efectivo de un FOM en Colombia, dicha hipótesis se somete a experimentación por medio de la simulación mediante un modelo de optimización estocástico, cuyos resultados son analizados para definir las variables críticas de operación del FOM. Posterior a este análisis se analizan los resultados del juego de Bolsa planteado sobre las mismas hipótesis del modelo anterior, pero con el fin de analizar cual sería la mecánica de participación de cada uno de los agentes simulados del mercado. Los resultados se comparan contra las hipótesis para generar un análisis combinado de donde se concluye la viabilidad objeto del presente trabajo. El desarrollo de esta metodología se realiza con los siguientes pasos:

1. Revisión de la Información.
2. Análisis de la información.
3. Simulación del Mercado.
4. Valoración de Instrumentos.
5. Análisis Combinado.
6. Síntesis de la información:

## **3.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INVESTIGACIÓN.**

### 3.2.1 Revisión de la Información:

La información utilizada fue obtenida de las siguientes fuentes básicas:

- Estudios vía Internet de los mercados existentes en otros países como el Mercado Nórdico (Nord Pool) y el PJM - NYMEX, La importancia de estos mercados para nuestro estudio se sustenta en el hecho de conocer experiencias similares y la forma como se abordan los problemas que son objeto de nuestro trabajo.
- Revisión de Tesis, libros y trabajos especializados a los cuales se hace referencia en el marco teórico.
- Coordinación con expertos, conversaciones con expertos tanto en el tema de Instrumentos financieros derivados, como en el de los Mercados Energéticos.
- Estudios específicos sobre el tema, contratados por la CREG, y que son la base de nuestro trabajo de investigación. Los trabajos analizados fueron:

Estudio realizado por contratado por la CREG con TERA.

Simulación del Planteamiento de TERA, por parte de las firmas Mercados Energéticos S.A., PSRI y RCM.

Simulación del Mercado Real, hecha por Thierry Defauw.

Sistema Electrónico de Contratos.

### 3.2.2 Análisis de la información:

Se realizó mediante el análisis combinado de la información relevante de los estudios antes mencionados y que obedecen a una investigación exhaustiva para diseñar un modelo base para la simulación, además del análisis de los resultados de dicha simulación mediante gráficos y modelos matemáticos.

### 3.2.3 Simulación del Mercado.

La información relevante para este trabajo surge de procesos de simulación que se realizaron de la siguiente forma:

Simulación de la propuesta de TERA, realizada por Mercados Energéticos Consorcio. para realizar esta simulación se desarrollo un Modelo Estocástico de Programación Dinámica Dual SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), que es un modelo para simular la operación de un sistema hidrotérmico en el largo plazo. Dicha simulación arrojó información sobre el comportamiento de la cámara de compensación en términos de Volúmenes transados, precios, garantías y en general la mecánica de un mercado organizado para transar energía, con instrumentos de cobertura como son las opciones y los futuros, además de



permitir el análisis de la sustitución del Cargo por Capacidad mediante opciones que son valoradas a partir del modelo. (Ver Anexo 4.)

Juego de Bolsa Simulando el comportamiento de un FOM, con participantes reales. En dicho juego, experimentamos con el fin de vivenciar la mecánica de dicho mercado y el día a día de la operación de una clearing house con depósito real de garantía a escala y con llamados a margen. La información que se extrajo de dicha simulación permitió visualizar las condiciones en las cuales podría operar una cámara de compensación en términos de su mecánica, ingresos generados, exposición al riesgo y magnitud de la operación para el caso real de Colombia. (Ver Anexo 5)

### 3.2.4 Valoración de Instrumentos.

La valoración de los instrumentos, opciones y futuros fue uno de los resultados que arrojó la simulación de Mercados energéticos consorcio.

Dado que por las características del subyacente:

La no almacenabilidad.

La falta de liquidez de los futuros, dada la variedad de tipos de contratos.

La variación estacional de la volatilidad de precios ocasionada entre otros factores por el ENSO.

Los precios no se distribuyen Log-normalmente.

Impiden la aplicación del modelo de Black- Scholes<sup>5</sup>. Por lo tanto la valoración de los instrumentos se hizo mediante una simulación para realizar la variación dinámica de las variables críticas que permiten encontrar el valor esperado del precio y por ende el valor del instrumento, al compararlo con un precio de ejercicio que esta definido por anticipación en un rango específico. La valoración del instrumento se limita a encontrar el valor esperado del valor actual de la diferencia entre el valor esperado del precio menos el precio de ejercicio.

### 3.2.5 Análisis Combinado:

- A partir del análisis de los estudios hechos por TERA (**Ver Anexo 2**) y su correspondiente simulación (**ver anexo 4**) y del estudio hecho por Thierry Defauw (**ver anexo 3**) y el juego de la simulación del mercado (**ver anexo 5**), se analizaron las condiciones de funcionamiento de un mercado de opciones y futuros en Colombia en las condiciones reales de operación, para plantear la viabilidad del mismo y la forma como se daría la transición entre el mercado actual y el FOM, partiendo del análisis del proyecto SEC de la CREG (Sistema Electrónico de Contratos), para llegar a la generación de una propuesta del

---

<sup>5</sup> Fórmula para valorar opciones creada por Fisher Black y Myron Scholes en 1968 y mejorada por Robert Merton en 1973.

sistema de transición que permita establecer en un futuro la cámara de compensación para la operación de contratos de opciones y futuros estandarizados sobre energía.

### 3.2.6 Síntesis de la información:

- A partir del análisis combinado de los resultados y de la revisión de otras fuentes de información se define la propuesta sobre la operación de un Mercado Organizado para transar la energía (Compra – Venta), mediante el uso de instrumentos financieros Derivados y la transición entre el mercado actual y el FOM (Mercado de Futuros y Opciones).

## 3.3. MÉTODOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN.

La recolección de la información se dio básicamente a partir del estudio de fuentes primarias y secundarias de información.

### 3.3.1. Fuentes Primarias:

Fundamentalmente las fuentes primarias son el conocimiento integrado en el área energética y en el área administrativa y Financiera. Además de la experimentación que se dio a partir de la Simulación donde participamos durante un año cuyos resultados serán explicados en el capítulo cuarto, Resultados de la Investigación.

#### 3.3.1.1. Hipótesis de la simulación:

“El Mercado de Opciones y Futuros para el sector energético en Colombia es viable”

#### 3.3.1.2. Descripción del Modelo:

$U_{ki} = M_i - \frac{S_i^2}{t_k}$  Forma general de la función de utilidad utilizada.

Donde:

$U_{ki}$  es la función de utilidad del participante  $k$  asociado al instrumento  $i$ .

$M_i$  es el retorno promedio asociado al instrumento  $i$ .

$T_k$  Tolerancia al riesgo del participante  $k$ .

$Y$  la volatilidad del instrumento financiero  $i$ .

Supuestos:

- Cada participante debería formar un portafolio óptimo.

- Los generadores pueden ofertar la capacidad total disponible en los diferentes mercados.
- Grandes usuarios pueden ofrecer comprar la demanda total en los diferentes mercados.
- Los suministradores de último recurso LRS están obligados a comprar instrumentos financieros para su demanda total en la proporción definida por la regulación.
- El mercado es competitivo.
- Las ofertas hechas por cada participante obedecen a una función de utilidad constante.
- Cada participante del mercado tiene una tolerancia al riesgo  $t_k$ . Estos valores son generados aleatoriamente en un rango entre  $t_1$  y  $t_2$  para considerar las diferentes políticas del manejo del riesgo en cada compañía.
- Todos los mercados son liquidados simultáneamente.

Con los anteriores supuestos se plantea el siguiente problema de optimización:

Maximización del Beneficio social planteado como:

$$Max \left[ \sum_{ki} BB_{ki} Y_{ki} - \sum_{ki} BS_{ki} X_{ki} \right]$$

K: mercado.

I: Participante.

Sujeto a:

$$\left[ \sum_i Y_{ki} - \sum_i X_{ki} \right] = 0$$

Oferta igual a Demanda en cada mercado k.

$$\left[ \sum_k Y_{ki} \right] \leq D_i$$

Demanda total del participante i comprada en algún mercado k debe ser menor que la demanda total.

$$\sum_k X_{ki} \leq G_i$$

Capacidad total del generador i vendida en algún mercado k debe ser menor que la capacidad instalada.

$Y_{ki}$ : Demanda del participante consumidor i comprada en el mercado k.

$X_{ki}$ : Capacidad del participante generador i vendida en el mercado k.

BBki: Precio de oferta de venta del participante generador i en el mercado k.

Di: Demanda total del participante i.

Gi: Capacidad total del generador i.

En el anexo 3 se puede profundizar sobre este modelo, al igual que en el marco teórico.

### 3.3.2. Fuentes Secundarias:

Las fuentes secundarias que se revisaron fueron básicamente:

- Los estudios citados anteriormente de TERA (Teknecon Energy Risk Advisor, LLC), y de Thierry Defauw, (ver anexos 1 y 2), además de las respectivas simulaciones de cada uno de estos estudios, a saber: la simulación hecha por Mercados Energéticos consorcio y el Juego del Mercado de Opciones montado por Thierry Defauw (ver anexos 3 y 4).
- Información del MEM (Mercado de Energía Mayorista).
- Regulación proveniente de la CREG (Comisión de regulación de Energía y Gas).
- Libros y otros estudios.

Lo anterior está referenciado en el marco teórico.

### 3.3.3. Universo Población y Muestra:

Universo:

Dado que el estudio se fundamenta en el uso de la simulación como herramienta de experimentación, en este caso se tomó como universo todo el mercado Colombiano.

Población:

Podemos considerar como población el Mercado Colombiano de Energía Eléctrica, o sea el MEM. Mercado Mayorista de Energía.

Muestra:

La simulación fue hecha sobre la operación real del mercado durante un año en los dos casos: la simulación de Mercados energéticos simuló la operación del mercado real durante un año, al igual que la simulación del mercado llevada a cabo por Thierry Defauw. La muestra se dio en el sentido de que para cada empresa participante del MEM, se le asignó un cupo para la simulación, cuando

en la realidad se pueden dar más de una operaciones por empresa. Pero no se selecciono un tamaño especial de muestra, por que en lo referente a las empresas todas estaban representadas.

### **3.4. MÉTODOS Y TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.**

Los métodos y técnicas del análisis de la información se separan en tres tipos:

#### **3.4.1. Análisis combinado:**

Se realizó mediante análisis comparativo y técnicas de contrastación del análisis ex – post facto, sobre los estudios realizados, anteriormente descritos y explicados.

#### **3.4.2. Técnicas de Valoración de Instrumentos.**

Explicadas en el marco teórico y soportadas en los resultados de la simulación considerados en el anexo 3.

#### **3.4.3. Técnicas de Experimentación.**

Las técnicas de experimentación que a su vez pueden ser consideradas como técnicas de inferencia son básicamente los modelos de simulación explicados en el marco teórico y soportados en los anexos 4 y 5.

## **4. RESULTADOS**

En este capítulo se plantean los resultados obtenidos durante el desarrollo de este trabajo en el cual se establece como objetivo analizar la viabilidad de un Mercado de Opciones y Futuros en el Sector Eléctrico Colombiano.

En primera instancia se va a sustentar la viabilidad de este Mercado, partiendo de un análisis comparativo entre el mercado Colombiano y mercados extranjeros que en la actualidad ya poseen un mercado organizado y una clearing house que administra las transacciones de energía eléctrica. Posterior a este análisis se define un esquema de transición que va a establecerse como una clearing house que funcione bajo reglas de eficiencia, participación, libertad y seguridad, de la misma manera que permita la cobertura de riesgo dentro de un esquema estandarizado. A la luz de los estudios realizados y del análisis de la experimentación bajo un modelo de simulación real.

El análisis específico del esquema de transición entre el estado actual y el estado propuesto, se hace partiendo de las condiciones mínimas que le permitan operar un mercado organizado teniendo en cuenta que uno de sus principales objetivos es la cobertura de los riesgos del Mercado y los riesgos del Administrador del mismo.

### **4.1 VIABILIDAD DE UN MERCADO DE OPCIONES Y FUTUROS.**

Asumimos que un Mercado de Opciones y Futuros en el Mercado de la Energía Eléctrica es viable si cumple con las siguientes características:

Aspectos legales.

Que sea creado bajo una estructura acorde con el Marco Legal Vigente en Colombia. Dentro de este aspecto deben ser examinados asuntos constitucionales, internacionales, comerciales, fiscales, tributarios, etc.

Tamaño del Mercado y Estructura Actual:

En este aspecto se compara el mercado Mayorista de Electricidad en Colombia con los Mercados extranjeros estudiados en el marco teórico, con el fin de establecer un punto de análisis en cuanto al tamaño y estructura.

Diseño Conceptual.

Su diseño conceptual, debe permitir a los agentes que participan del Mercado Mayorista contar con una herramienta para administrar el riesgo de precios de la energía eléctrica asegurando las condiciones equitativas de participación para los diferentes agentes del mercado.

El diseño debe considerar las condiciones iniciales de negociación (contratos vigentes) y el tamaño actual del Mercado.

Las reglas deben tener en cuenta el riesgo del mercado y el riesgo crédito de los agentes participantes.

Las reglas deben tener en cuenta los riesgos legales y económicos que asume el Administrador del Mercado (Márgenes, Garantías) y la forma de administrarlos o eliminarlos.

Las reglas deben tener en cuenta que el esquema debe ser auto sostenible por parte del administrador del mismo.

Aspectos culturales y condiciones iniciales.

Las reglas del FOM deben tener en cuenta la cultura y costumbres del Mercado en Colombia. Así mismo debe tener en cuenta las reglas actuales del mercado y proponer los cambios necesarios.

Con base en el Marco Teórico desarrollado se analizan cada uno de los aspectos mencionados.

#### 4.1.1 Aspectos legales

Aunque no corresponde al alcance de este trabajo, con base en los análisis realizados se concluye:

El tema objeto de la propuesta de la CREG corresponde a su ámbito legal y en ese sentido se entiende dentro del Marco Legal Vigente en Colombia. Sin embargo, de acuerdo con lo expresado por los diferentes agentes en los foros que ha propiciado la CREG, es necesario profundizar en los siguientes aspectos legales:

¿Cuál es el domicilio asociado a los contratos bilaterales definidos a través del SEC? Este asunto es conveniente que sea aclarado expresamente en la regulación que emita la CREG.

¿Cuál es el tratamiento que tendrá el impuesto de timbre asociado a los contratos, de acuerdo con la Ley 527 de 1999 ó Ley de Comercio Electrónico?

En el esquema definido por la CREG no se está creando la figura del Clearing house, es decir, el administrador del Mercado no será contraparte de quienes realizan contratos de compra o de venta de energía en el SEC. Sin embargo, ante una situación de incumplimiento de alguna de las partes y dada la condición de anonimato es conveniente que se definan de forma muy clara las condiciones de rompimiento del anonimato y los procedimientos para que los agentes puedan iniciar sus gestiones de cobro administrativo o jurídico con los agentes contraparte.

Dado que se ha definido como función del Administrador del Mercado el recaudo de los dineros asociados a los contratos bilaterales realizados a través del SEC, la CREG debe establecer de forma muy clara hasta donde llegan esas responsabilidades. El cobro por parte de los agentes a los agentes que incumplan con los pagos asociados a los contratos debe corresponder a la gestión de aquellos.

La CREG debe definir las reglas precisas para el tratamiento del Impuesto al Gravamen Financiero –GMF- por parte del Administrador del Mercado.

Es necesario analizar si es necesario o no realizar la modificación del actual contrato de mandato entre el administrador del mercado y los agentes participantes del mismo, teniendo en cuenta las nuevas responsabilidades.

#### 4.1.2 Tamaño y Estructura.

Es necesario hacer un comparativo entre el Mercado Mayorista de Electricidad en Colombia MEM, y los Mercados del exterior que ya montaron una clearing house como es el caso del Nord Pool o mercado Nórdico de Energía Eléctrica y el JPM que en la actualidad realiza las transacciones en el NYMEX que como bien se sabe se estableció desde hace muchos años como un mercado de Opciones y Futuros sobre mercancías. La siguiente tabla permite establecer los elementos básicos que permiten operar un mercado de energía eléctrica y que se presentan en los mercados que en la actualidad ya operan con un FOM.



<b>CUADRO COMPARATIVO DE MERCADOS</b>			
<b>ITEM</b>	<b>NORD POOL</b>	<b>PJM – NYMEX</b>	<b>MEM.</b>
<b>CAPACIDAD</b>	46.994 Mw. /h.	70.000 Mw. /h	13.270 Mw./h
<b>VOLATILIDAD</b>	7,76% diaria. 122,69% anual.	48,93% diaria 773% anual.	11,82 diaria 181,27 anual. 82,6 % Promedio.
<b>PARTICIPANTES: GENERADORES. COMERCIALIZADORES.</b>	16 25	700 200	59. 107.
<b>ESTRUCTURA FÍSICA:</b>	100% HIDRÁULICA.	37,87% CARBÓN. 17,64% NUCLEAR. 15,49% PETRÓLEO. 14,98% GAS / PET. 7,5% GAS NAT. 5,34% HIDRÁULICA. 1,18% OTRAS.	75,78% HIDRÁULICA. 20,02% TÉRMICA. 2,77% PLANTAS MENORES. 0,15% IMPORTACIÓN. 0,31% NO ATENDIDO.
<b>GARANTÍAS</b>	SISTEMA NORDIC SPAN.	SPAN.	PREPAGO.
<b>HORARIO</b>	24 HORAS	24 HORAS.	24 HORAS.
<b>TRANSACCIONES</b>	450 MILLONES DE EUROS/ AÑO.	700 MILLONES DE DÓLARES.	5 MILLONES DE DÓLARES.
<b>DEMANDA ATENDIDA.</b>	<b>NO</b> 0%	0%	0,31%
<b>DEMANDA</b>	96.000 GWh.		46.112,63 GWh.

**TABLA 15: Cuadro Comparativo. Fuente: Información Recopilada en el Marco Teórico.**

De la anterior tabla se deduce que a pesar de que el MEM, no cuenta con los volúmenes transados en otros mercados, sobre todo en comparación con el PJM, de todas formas puede sostener por tamaño y número de participantes una clearing house que a pesar de no operar en un horario full, con unas dos horas de operación podría cubrir las transacciones del mercado de energía eléctrica en Colombia. Lo importante es adecuar la estructura de la clearing house en costo y tamaño a las condiciones de operación. Por otra parte se puede analizar que de acuerdo con el número de participantes las transacciones se podrían realizar sin que operen posiciones dominantes, claro esta que a este respecto sería prudente realizar un estudio de simulación de la fuerza del mercado mediante Teoría de

Juegos, aplicando el teorema del equilibrio (Nash ).

#### 4.1.3. Diseño Conceptual.

##### 4.1.3.1 Administración del Riesgo de Precios.

La simulación del mercado propuesto por TERA, la cual fue realizada en el estudio referenciado en el anexo 5, muestra que el FOM efectivamente puede ser una herramienta adecuada para la administración del riesgo de precios, siempre y cuando, todos los agentes participantes cumplan con las reglas y compromisos establecidos. La simulación experimental programada y administrada por el señor Thierry Defauw, corroboró esta hipótesis dado que un gran porcentaje de los participantes en el juego de bolsa adoptaron el rol de cobertura de riesgos, logrando definir de forma previa los precios de compra y venta de la energía. Algunos agentes utilizaron también las opciones para realizar este tipo de cobertura.

*De acuerdo con lo anterior podemos concluir que el Mercado de Opciones y Futuros FOM, desde el punto de vista conceptual es un mecanismo que puede permitir la administración del riesgo de los precios en el Mercado Mayorista de Electricidad en Colombia.*

##### 4.1.3.2 Condiciones Equitativas de Participación:

Se propone un esquema para los agentes generadores con claras posibilidades de participación en la venta de energía a demanda regulada y no regulada en condiciones totalmente equitativas ya que el anonimato de las transacciones mediante el sistema electrónico permite participación de los agentes sin discriminación. El mismo esquema aplica para los comercializadores.

*De acuerdo con las consideraciones hechas, hay equidad para la participación de los agentes generadores y comercializadores en el Sistema. Por lo anterior y bajo el esquema de Clearing House se debe permitir la participación, sin discriminación de todos los agentes, por ello se propone incluir a todos incluyendo a los grandes usuarios. La CREG como ente regulador debe establecer las condiciones para que esto se lleve a cabo.*

Si el SEC evoluciona a un Mercado más organizado con la Cámara de Compensación se conservará esta equidad y se puede incluso pensar en una fase siguiente en permitir la entrada de agentes especuladores que dinamicen este mercado.

##### 4.1.3.3 Condiciones Iniciales.

- Estructuración de la Clearing House.

El proyecto de la creación de la clearing house debe iniciar como una organización que bajo las normas comerciales Colombianas se denomina comúnmente sociedad, el tipo de sociedad estaría por discutirse pero debe tenerse en cuenta que en este tipo de organización sería recomendable que sea de tipo anónimo. Esta sociedad dará origen a la Bolsa de Derivados para energía Eléctrica cuyo principal objetivo sería administrar la clearing house que permita la compra y venta de energía con instrumentos de cobertura, habilitando operaciones de arbitraje y especulación con el uso de instrumentos derivados.

Los participantes de la Bolsa de Derivados para la energía eléctrica serían, como es lo normal, las empresas del sector eléctrico (generadores, distribuidores y comercializadores) y para permitir la equidad también las empresas grandes consumidores. Algunos de ellos serían socios y otros simplemente participantes.

Para acceder a las operaciones se debe ser miembro de la cámara, por que en caso contrario se debería hacerlo a través del miembro, teniendo condiciones de garantías diferentes. También se debe tener en cuenta que se debe tener un capital inicial para gastos de funcionamiento, este será aportado por los miembros de la cámara o sea quienes constituyeron la organización o sociedad.

- Funcionamiento de la Clearing House.

El sistema electrónico de Contratos Bilaterales, propuesto por el ente regulador sería el sistema que permitiría a los participantes de Clearing house negociar contratos de futuros y opciones por Internet en tiempo real.

El sistema electrónico debe permitir a los participantes colocar ofertas de compra o venta de los contratos de futuros y opciones que se negociarán en la Bolsa y registrar las posiciones tomadas por todos los participantes como administración de la clearing house, al mismo tiempo debe registrar diariamente el desempeño de sus cuentas de margen para poder ejecutar los llamados a margen que se generen.

El administrador debe supervisar posiciones fijadas y tomar las medidas correspondientes a los llamados a margen y cierre de posiciones en un acaso especial, de acuerdo con las normas de la clearing house. La clearing house debe funcionar en un horario específico y además tener un domicilio.

Cualquier esquema de FOM que se proponga debe permitir honrar los contratos bilaterales ya suscritos. El esquema propuesto para el SEC así lo considera.

#### 4.1.3.4 Tamaño Actual del Mercado:

El esquema de transición propuesto, define que el administrador del mercado será quien opere y administre el SEC, y para ello la CREG definirá los ingresos requeridos para cubrir las inversiones y gastos de operación correspondientes. Sin embargo, si se evoluciona hacia un Clearing house, la sociedad que se conforme debe definir la inversión de cada empresa constituida como socio, para que se puedan cubrir los gastos de funcionamiento y sobre todo para que se de una verdadera administración de la clearing house como funciona en otros mercados del mundo. Teniendo en cuenta que, como mínimo la totalidad del mercado regulado será negociada a través de este sistema, es posible estimar el número mínimo de contratos negociables en el clearinghouse para analizar si los ingresos esperados sí harían viable su autosostenimiento en el futuro.

#### 4.1.3.5 Riesgo de Mercado y Riesgo de Crédito.

Un Mercado organizado de Opciones y Futuros con un Clearing house estandarizado se fundamenta en el mecanismo de márgenes el cual está diseñado para garantizar que siempre pueda honrar los contratos o las posiciones de los agentes participantes.

Quien toma una posición de cobertura lo hace con base en su posición Cash. Esto significa que quien tiene el subyacente y requiere venderlo en el futuro debe vender futuros cuando tiene la expectativa de que el precio baje. De la misma manera, quien requiere comprar el subyacente en el futuro, compra futuros cuando tiene la expectativa de que el precio suba. De cumplirse estas condiciones, el esquema de márgenes está diseñado para que el que hace la cobertura no tenga incentivo para incumplir un llamado de margen. En caso de que un agente incumpla un llamado, el Clearing House le cierra la posición a quien incumple y busca asignarle esta posición a un tercero.

El esquema de márgenes está diseñado de tal forma que ante la Cámara de Compensación ambos agentes respaldan sus posiciones con valores de margen iguales con cantidades que corresponden a un porcentaje del valor del contrato (entre el 3 y el 10%), es decir, la existencia de la Cámara permite un apalancamiento ya que no es necesario colocar previamente el efectivo correspondiente al valor total del contrato.

Otro elemento fundamental de la Cámara de Compensación es que diariamente recalcula los márgenes, teniendo en cuenta el precio del subyacente, y verifica el cumplimiento de los márgenes mínimos haciendo los llamados cuando no se cumplen estos mínimos. Este mecanismo garantiza que la exposición que se tiene en caso de incumplimiento de algún agente es mínima ya que las variaciones diarias del valor de los subyacentes, también están limitadas en los mercados organizados. Generalmente el valor del subyacente corresponde al valor del

contrato de futuros el cual presenta una volatilidad menor a la volatilidad del precio del “commodity” en el mercado SPOT.

En la simulación experimental realizada (Ver Anexo 5) pudo entenderse el riesgo que corre la Cámara de Compensación cuando no recalcula los márgenes diariamente ya que durante el período en el cual no se actualizan los márgenes, algunos agentes pueden tomar posiciones sin cumplir con los requerimientos de margen mínimo.

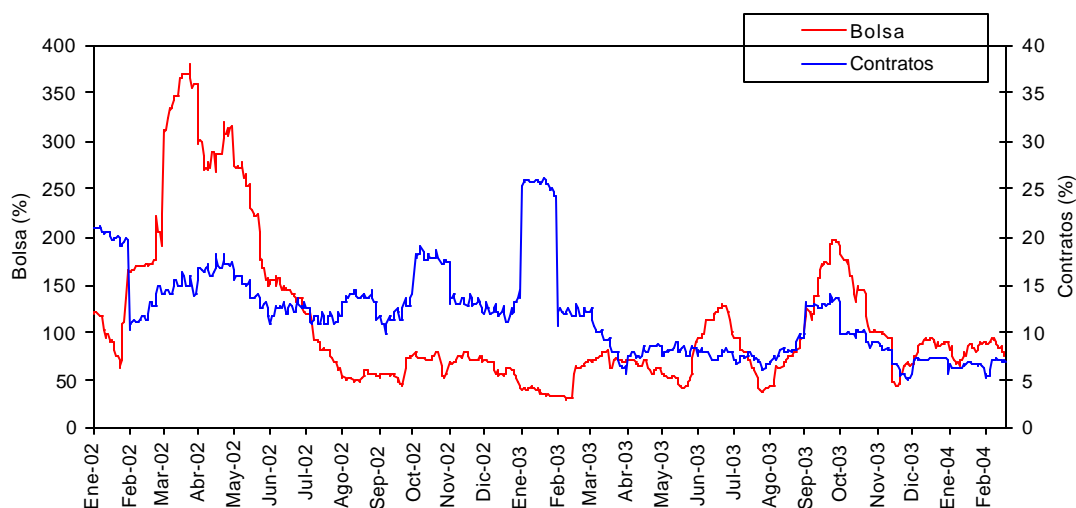
En resumen, hay tres elementos básicos de la Cámara de Compensación que conforman el esquema de garantías:

- Cálculo diario de márgenes y llamado de margen cuando no se cumple el valor mínimo.
- Valores de Margen inicial iguales para el comprador y el vendedor del derivado.
- Margen de Mantenimiento, que da los topes de los llamados a margen.
- Cámara permite un apalancamiento al exigirse como garantía solo un porcentaje del contrato.

En el esquema del Sistema electrónico de Contratos propuesto, no se busca implementar en el corto plazo un clearing house (cámara de compensación). Sin embargo, se plantea un esquema de garantías para dar elementos al Administrador del Mercado para asegurar su normal funcionamiento y permitir que los agentes realicen sus contratos de compraventa de energía. Se propone implementar el sistema SPAN, creado por la CBOT y que en la actualidad opera en más de 30 cámaras en el mundo.

#### 4.1.3.6. Valor del Subyacente es el precio Spot de la energía.

En el Mercado Mayorista de Electricidad la volatilidad del precio SPOT es muy alta. Por esta razón y de acuerdo con el modelo conceptual de la Cámara de Compensación, se adopta como subyacente para cada tipo de contrato, el precio de la energía (\$/ MWh), teniendo en cuenta que el precio de un día determinado corresponde al precio del cierre de las demandas ideales liquidadas durante los tres días previos, generando un rezago de tres días para los precios que se ejecutan. Para tal efecto, se puede estimar un precio del spot de acuerdo al comportamiento de las demandas ideales de los tres próximos días. De esta manera es posible contar con un precio diario del subyacente pero con el rezago anteriormente citado.



**Gráfico No. 39 Precios Bolsa – Precios de Contratos. Fuente: ISA.**

#### 4.1.3.7 Cálculo diario de márgenes y llamado de margen cuando no se cumple el valor mínimo.

Como se observó en la simulación experimental, este asunto es especialmente crítico en el esquema de garantías. En el diseño actual del SEC no se cuenta con este mecanismo. Sin embargo, su implementación debe realizarse para dar mayor solidez al Administrador del Mercado además de asegurar el cumplimiento de los contratos. Debe tenerse en cuenta que diariamente se deben registrar el comportamiento de los márgenes para que cuando sea necesario se defina y ejecute un llamado a margen. El ajuste diario de los márgenes se lleva a cabo con el precio promedio ponderado de los contratos transados en un día. De otro lado el Administrador estará corriendo riesgos menores ya que continuamente se estarán ajustando los márgenes.

Será necesario evaluar alternativas para proveer a los agentes de mecanismos para cubrir sus flujos de efectivo hacia sus cuentas de margen, mecanismos tales como cupos de corto plazo asignados por el sector bancario.

*En conclusión, los márgenes deben ser variables y calculados periódicamente. Así mismo podría evaluarse para cada agente su exposición total en los Contratos y calcularse el margen mínimo de acuerdo con la volatilidad de los productos que conforman su portafolio. La adopción de herramientas como SPAN podría ser adoptada (Estudio TERA).*

#### 4.1.3.8. Valores de Margen inicial iguales para el comprador y el vendedor del derivado.

Este elemento también es fundamental para el adecuado funcionamiento de una Cámara de Compensación y por ende adoptarlo como mecanismo para el Administrador del Mercado en la fase de transición es igualmente fundamental.

El esquema actual propuesto define Márgenes diferentes para los compradores y vendedores de contratos siendo esto una fuente de falta de equidad y de descompensación del esquema de garantías. Si se cuenta con un esquema que no sea simétrico, cuando uno de los dos agentes relacionados en un contrato bilateral incumpla, es posible que el traslado de la garantía de un agente al otro y posterior cierre del contrato por parte del administrador, no compense el daño del que ha sido el agente afectado. Esta situación se evita contando con márgenes iguales y cálculo diario de márgenes.

Los márgenes se pueden establecer teniendo en cuenta un valor mínimo para el margen inicial que puede oscilar entre un 3% y un 10% del valor de la posición fijada, considerando como margen de mantenimiento un 75% del margen inicial. En caso de que el administrador, por motivos de riesgo de crédito, estime que el margen debe ser diferente lo puede hacer siempre y cuando para todos los participantes se considere como mínimo el mismo porcentaje como margen inicial y de mantenimiento. El modelo SPAN, es una buena herramienta para el control de los márgenes.

Se propone además, permitir al Administrador del Mercado realizar durante el día de confirmación del incumplimiento a través del Sistema Electrónico, una oferta al Mercado o subasta de la posición no cubierta durante ese día para tratar de mantener el contrato bilateral inicial. De no encontrarse quien asuma esa posición, el Administrador debería cerrar el contrato y confirmarle al Agente afectado además de consignarle el margen correspondiente en su cuenta.

En caso de incumplimiento de algún agente a un llamado de margen, la propuesta del SEC define que se deben cerrar las posiciones del agente que presente incumplimiento. Esta constituye una medida muy drástica que puede ser contraproducente ya que el riesgo se puede trasladar al Mercado SPOT. Se propone definir una regla de cierre de posiciones hasta alcanzar el portafolio que sea cubierto con el margen disponible. Podrían cerrarse por ejemplo los contratos que tengan un período de expiración mayor, últimos en ejecutar primeros en salir.

- La Cámara permite un apalancamiento al exigirse como garantía solo un porcentaje del contrato.

Este es otro pilar de la Cámara de Compensación. En el esquema SEC propuesto, la semana anterior a la semana de ejecución de los contratos, debe prepagarse la energía contratada. Desde el punto de vista filosófico, esta medida contradice por completo el espíritu del esquema de garantías al eliminarse la posibilidad de apalancamiento inherente a este tipo de esquemas. El esquema de la Cámara de Compensación está fundamentado en que los participantes son entidades que frente a la Cámara deben haber acreditado solidez financiera y contar con el respaldo adecuado.

El esquema de prepagos, en teoría, hace que el riesgo crédito sea igual a cero en el Mercado de Contratos, sin embargo, este riesgo se traslada automáticamente

al Mercado SPOT afectando igualmente a los agentes generadores en caso de presentarse incumplimientos.

El esquema de prepagos propuesto presupone que todos los agentes son candidatos a incumplir con el pago de los contratos y de acuerdo con la Información del MEM el nivel medio de recaudos en el Mercado SPOT es superior al 95% por lo tanto esta suposición no puede ser generalizada. Un análisis objetivo de esta situación requiere conocer la información que se tiene del cumplimiento de las obligaciones por parte de los agentes en el Mercado de Contratos y esta información no está disponible.

Los Mercados de Opciones y Futuros, manejan situaciones similares exigiendo a algunos agentes que negocian en estos mercados y que presentan mayor nivel de riesgo de crédito, garantías o márgenes superiores y en cualquier caso márgenes superiores a los valores mínimos. De manera general, a los agentes especuladores les son exigidas unas garantías mayores que a los agentes que realizan cobertura.

De acuerdo con lo expresado por los agentes en los foros organizados por la CREG sobre el tema del SEC, existen hoy algunas prácticas en las actuales negociaciones bilaterales de contratos de energía, en el sentido de acordar prepagos parciales con los agentes que presenten un mayor nivel de riesgo de crédito y estas prácticas de acuerdo con la filosofía del esquema SEC deben desaparecer. Sin embargo, es necesario hallar mecanismos financieros para que todos los agentes puedan participar en el SEC y que además puedan honrar sus compromisos tanto en la Bolsa como en el Mercado de Contratos Bilaterales.

El esquema de prepagos exigido a la totalidad de los agentes supone volúmenes muy altos de efectivo a todas las empresas independiente de su calificación crediticia, lo cual puede dificultar la viabilidad del SEC.

En el período de iniciación del SEC, se pueden diseñar esquemas que permitan desplazar los desembolsos de efectivo asociados con el prepagó semanal para que no coincidan con los flujos de efectivo ya causados con el esquema actual. Este esquema de iniciación funcionaría hasta que el nuevo esquema haya sido asumido en su totalidad.

Involucrar al Sector Bancario en la financiación de estos prepagos, implicaría posiblemente la participación de Bancos Internacionales con los consecuentes incrementos de costos asociados con la compra de la energía. Por ello es necesario pensar en alternativas tales como que el mismo sector eléctrico financie estos prepagos con figuras tales como acuerdos de pago, pero definiendo muy claramente las responsabilidades para no trasladarle el riesgo de crédito del Mercado de Contratos al Administrador del Mercado.



#### 4.1.4. Aspectos culturales y condiciones iniciales.

De acuerdo con información del Mercado Mayorista de Electricidad, en la práctica actual, los agentes tiene una amplia gama de tipos de contratos, entre los cuales se presentan coberturas similares a los derivados financieros tales como futuros, opciones, swaps y opciones exóticas.

Por lo anterior puede inferirse que el tema de los derivados financieros no es nuevo para los agentes que participan del Mercado en Colombia. Además existe una amplia capacitación en el tema desarrollada en los últimos años.

Por lo anterior, analizando aspectos culturales, las condiciones están dadas para la implantación de un FOM que inicie en su período de transición con el SEC.

Algunos agentes han manifestado que el esquema debe entrar en forma gradual para permitir una asimilación adecuada del mismo disminuyéndose así el riesgo de mercado, el riesgo de crédito y los riesgos del Administrador del Mercado.

## 4.2 MÉTODOS DE VALORACIÓN DE OPCIONES.

Uno de los objetivos que se plantearon al desarrollar el modelo de simulación por parte de Mercados Energéticos (Ver Anexo 3), fue encontrar un precio para las opciones que se transarían por medio de la clearing house del FOM. Es imprescindible que el precio del modelo sea una muy buena proyección del precio del mercado, pero el hecho de hacer la proyección con tasas de crecimiento relativamente bajas, se encuentra mucho más apropiado para encontrar el valor actual que para valores futuros.

Adicionalmente es bueno tener en cuenta que la volatilidad de los precios no se puede considerar como una variación con relativa estabilidad, por razones como las siguientes; el hecho de estar sometidas a fuerzas externas que no tienen una aleatoriedad determinada, por ejemplo en el caso de la hidrología debido a factores como el ENSO, (El Niño South Oscillation), la estacionalidad de su comportamiento genera periodos de alta y baja variación que afectan drásticamente los precios. En el caso de la disponibilidad de redes afectada por factores de Seguridad Nacional y por ende el costo de generación y distribución que afecta directamente los precios y no se comporta de acuerdo a un modelo.

Por todo lo anterior se define que para valorar las opciones en plazos largos no se puede utilizar un modelo como el de B&S, dado que factores como la No almacenabilidad de la energía, la falta de liquidez de los futuros y un comportamiento con dinámica estacional en los precios, sustentan la necesidad de un modelo que estime todos estos factores. Lo anterior motivó la utilización del SDDP Modelo Estocástico de Programación Dinámica Dual en las simulaciones de los consultores de la CREG, el cual permitió valorar las opciones con mayor nivel de precisión y de ajuste al comportamiento real del mercado energético.

Teniendo en cuenta lo anterior pero considerando que no todos los participantes del mercado tienen disponibilidad de un modelo sofisticado como el SDDP, se propone adoptar un camino alternativo para valorar las opciones con la utilización del modelo más conocido en la actualidad, pero previniendo los errores que se generarían al considerar que los precios tendrán una caminata aleatoria con desempeño Log-Normal en largos periodos de tiempo, con volatilidades altas pero relativamente constantes y con posibilidades de almacenar el activo por periodos de tiempo de alta maduración, al igual que esperar alta liquidez de los contratos, lo cual no es posible en el caso de la electricidad. Pero si se consideran los inconvenientes de la utilización del modelo B&S, se puede plantear algunas modificaciones a las entradas del modelo que permitan subsanar los problemas antes citados. Dicha modificación consiste en la adopción de un modelo de volatilidad dinámica que permita dar mayor peso a los últimos acontecimientos que al contexto histórico. Normalmente cuando se utiliza la volatilidad histórica se da igual peso o ponderación a todos los acontecimientos del pasado, que en la realidad no afectan en igual medida el resultado actual y mucho menos el futuro.

Por lo anterior se plantea adoptar un modelo donde la volatilidad sea considerada de acuerdo con los ciclos de comportamiento del mercado y por ende los ciclos de comportamiento de factores externos como es el caso del ENSO.

La posibilidad de capturar rápidamente fuertes variaciones de precios en épocas con una marcada estacionalidad permite explicar mejor el comportamiento de los precios y por ende valorar en forma más efectiva las opciones. Los problemas que se sustentan para la utilización de un modelo como el de Black and Scholes, residen básicamente en la continuidad asumida, que en el caso de comportamientos discontinuos o “a Saltos”, no se podrían utilizar. La variación propuesta se basa precisamente en esta discontinuidad donde la forma de asumirla es aplicando un modelo de suavizamiento exponencial que permita ajustar el valor de la volatilidad de acuerdo con el comportamiento previo de los precios y teniendo como base que el estimador define la constante de suavizamiento con base en un modelo de Programación lineal que minimiza el error, buscando varianza mínima.

El Modelo dinámico de la volatilidad no es otra cosa que un modelo de suavizamiento exponencial que se plantea basado en un factor de decaimiento ( $\lambda$ ), con valores entre 0 y 1, que no es más que una constante de suavizamiento. Al vincular el factor de decaimiento al cálculo de la volatilidad se está generando un suavizado exponencial que da mayor peso a las últimas observaciones y con ello permite pronosticar mejor el cambio en los precios para una determinada época del año y con ello valorar más efectivamente las opciones.

El modelo planteado para el cálculo de la Volatilidad Dinámica<sup>6</sup> es el siguiente:

---

<sup>6</sup> ROBERT JARROW. Volatility: New Estimation Techniques for pricing derivatives, Robert Jarrow, Risk book, 1998.

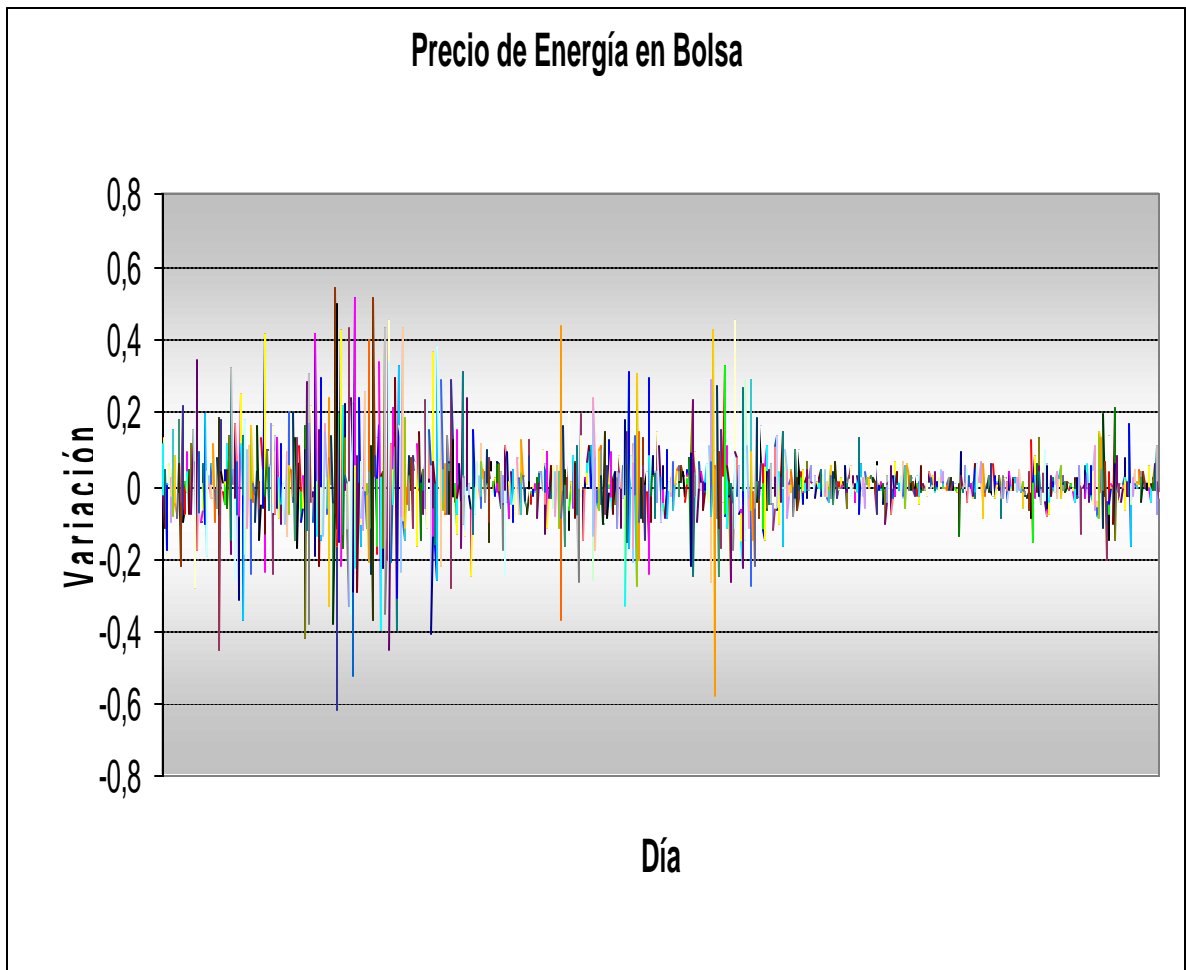
$$s_t^2 = (1 - I) \sum_{i=1}^T I^{i-1} r_{t-1}^2$$

Donde lambda es el factor de decaimiento y r, es el rendimiento.

Como se muestra el factor determinante del modelo es la constante de suavizamiento que en este caso es lambda. Si lambda es pequeña, el modelo le da mayor peso a los datos más recientes. En la medida que lambda crece el modelo va ampliando el impacto de los valores hasta llegar a un lambda de 1 donde la volatilidad que se considera sería la histórica.

A continuación se muestra la forma como se puede calcular la volatilidad dinámica y además como se encuentra el lambda óptimo para el modelo de valoración de las opciones utilizando el modelo de B&S, adaptado a las condiciones del mercado de la energía en Colombia.

Ejemplo de la Valoración de Opciones con B&S, Volatilidad Dinámica:



**Gráfica No. 40: Volatilidad del Precio Spot de la Energía. Fuente: construida a partir de Información suministrada por ISA.**

En la gráfica se puede observar que la volatilidad de estos precios debe ser representativa de las condiciones estacionales que generan la dinámica de este mercado donde el dinamismo de los rendimientos debe ser capturado por ciclos, la volatilidad con suavizamiento nos va a permitir desechar el impacto de altos movimientos por estaciones o épocas.

En la siguiente tabla se muestra el cálculo de la volatilidad dinámica para un grupo de precios de energía en pesos por Kw. / hora.

**Precios de Bolsa Energía - Ponderado Bolsa.**  
Pesos por KW /Hora

<b>Lambda</b>	0,66	
<b>Volatilidad Dinámica</b>	3,9468%	62,40%
	<b>Día</b>	<b>Anualizada</b>
<b>Proyección Próximo día</b>	3,5782%	

Fecha	Precio	Variación	Rendimiento	Lambda^(i-1)	Cuadrado del Rendimiento	A * B
				A	B	
26-Nov-03	66,62					
25-Nov-03	67,85	0,981827028	-0,018340129	1,000	0,00033636	0,00033636
24-Nov-03	70,31	0,96501363	-0,035613053	0,656	0,00126829	0,00083200
23-Nov-03	69,74	1,008201348	0,0081679	0,430	6,67146E-05	0,00002871
22-Nov-03	75,45	0,924326943	-0,078689435	0,282	0,006192027	0,00174801
21-Nov-03	75,63	0,997623831	-0,002378997	0,185	5,65963E-06	0,00000105
20-Nov-03	68,01	1,111969362	0,106132643	0,121	0,011264138	0,00136841
19-Nov-03	68,63	0,990976003	-0,00906496	0,080	8,21735E-05	0,00000655
18-Nov-03	64,83	1,05863372	0,056979133	0,052	0,003246622	0,00016973
17-Nov-03	64,11	1,011298448	0,011235098	0,034	0,000126227	0,00000433
16-Nov-03	62,96	1,018212874	0,018049007	0,022	0,000325767	0,00000733
15-Nov-03	63,85	0,985999705	-0,014099223	0,015	0,000198788	0,00000293
14-Nov-03	63,77	1,001230037	0,001229281	0,010	1,51113E-06	0,00000001
13-Nov-03	66,83	0,954215448	-0,046865797	0,006	0,002196403	0,00001395
12-Nov-03	67,25	0,993863304	-0,006155603	0,004	3,78915E-05	0,00000016
11-Nov-03	63,90	1,052354791	0,051030311	0,003	0,002604093	0,00000712
10-Nov-03	62,68	1,019487078	0,019299636	0,002	0,000372476	0,00000067
09-Nov-03	63,52	0,986819392	-0,013268243	0,001	0,000176046	0,00000021
08-Nov-03	62,37	1,018328582	0,018162638	0,001	0,000329881	0,00000025
07-Nov-03	61,42	1,015603486	0,015483003	0,001	0,000239723	0,00000012
06-Nov-03	62,37	0,984642152	-0,015477002	0,000	0,000239538	0,00000008
05-Nov-03	62,52	0,997686767	-0,002315913	0,000	5,36345E-06	0,00000000
04-Nov-03	62,36	1,00250877	0,002505628	0,000	6,27817E-06	0,00000000
03-Nov-03	60,39	1,032688901	0,032165984	0,000	0,001034651	0,00000010
02-Nov-03	59,46	1,01557377	0,015453744	0,000	0,000238818	0,00000001
01-Nov-03	61,95	0,959841983	-0,040986609	0,000	0,001679902	0,00000007
31-Oct-03	60,94	1,016617828	0,016481263	0,000	0,000271632	0,00000001
30-Oct-03	60,97	0,999432164	-0,000567997	0,000	3,22621E-07	0,00000000
29-Oct-03	58,76	1,037556788	0,036868708	0,000	0,001359302	0,00000002
28-Oct-03	57,72	1,018162946	0,01799997	0,000	0,000323999	0,00000000
27-Oct-03	55,13	1,046884543	0,045818652	0,000	0,002099349	0,00000001
26-Oct-03	54,95	1,003208915	0,003203777	0,000	1,02642E-05	0,00000000
25-Oct-03	54,63	1,005925096	0,005907612	0,000	3,48999E-05	0,00000000
24-Oct-03	54,03	1,011115814	0,011054488	0,000	0,000122202	0,00000000
23-Oct-03	54,08	0,99907309	-0,00092734	0,000	8,5996E-07	0,00000000
22-Oct-03	54,04	1,000671069	0,000670843	0,000	4,50031E-07	0,00000000
21-Oct-03	51,81	1,043129118	0,042224963	0,000	0,001782947	0,00000000
20-Oct-03	53,43	0,96974147	-0,030725769	0,000	0,000944073	0,00000000
19-Oct-03	52,36	1,020421002	0,020215289	0,000	0,000408658	0,00000000
18-Oct-03	51,90	1,008881467	0,008842259	0,000	7,81855E-05	0,00000000
17-Oct-03	51,24	1,012816244	0,012734811	0,000	0,000162175	0,00000000
16-Oct-03	53,75	0,953207562	-0,0479226	0,000	0,002296576	0,00000000
15-Oct-03	53,68	1,001435893	0,001434863	0,000	2,05883E-06	0,00000000
14-Oct-03	63,42	0,846359893	-0,166810605	0,000	0,027825778	0,00000000
13-Oct-03	53,64	1,182300477	0,167462097	0,000	0,028043554	0,00000000
12-Oct-03	55,19	0,972045217	-0,028352956	0,000	0,00080389	0,00000000
11-Oct-03	56,56	0,975665672	-0,024635301	0,000	0,000606898	0,00000000
10-Oct-03	55,96	1,010694131	0,010637353	0,000	0,000113153	0,00000000
09-Oct-03	55,03	1,017034424	0,016890965	0,000	0,000285305	0,00000000
08-Oct-03	58,67	0,937871329	-0,064142515	0,000	0,004114262	0,00000000
07-Oct-03	59,96	0,978531589	-0,02170221	0,000	0,000470986	0,00000000
06-Oct-03	55,54	1,079493667	0,076492104	0,000	0,005851042	0,00000000
05-Oct-03	53,98	1,029002415	0,028589804	0,000	0,000817377	0,00000000
04-Oct-03	53,74	1,004369239	0,004359722	0,000	1,90072E-05	0,00000000
03-Oct-03	53,89	0,997279972	-0,002723734	0,000	7,41873E-06	0,00000000
02-Oct-03	56,41	0,955377558	-0,045648668	0,000	0,002083801	0,00000000
01-Oct-03	57,97	0,972959826	-0,027412487	0,000	0,000751444	0,00000000

Varianza hasta t (26 -Nov-03)	0,00155770
Varianza en t+1 (27-Nov-03)	0,00128035
Volatilidad Proyectada t+1(27-Nov-03)	3,5782%

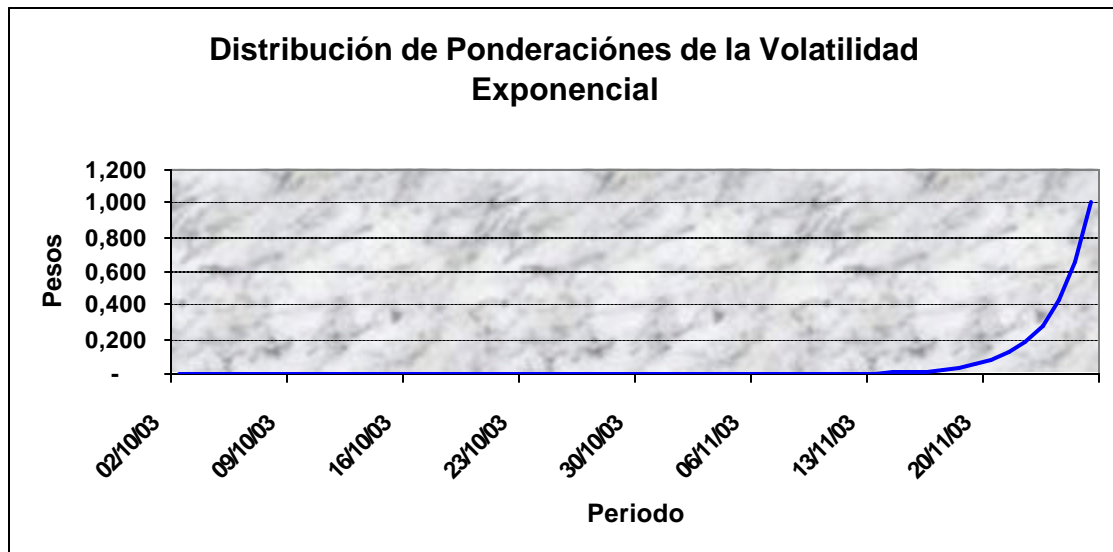
Suma	0,00452820
Varianza	0,00155770
Volatilidad	3,947%

**Tabla 16: Cálculo de la Volatilidad Dinámica. Fuente: Desarrollado a partir de información suministrada por ISA.**

Como podemos observar en la tabla anterior el cálculo de la volatilidad dinámica nos arroja un resultado de 3,947% diario, contra un histórico del 11,42% diario, como consecuencia la volatilidad anualizada para la cual vamos a asumir que el trabajo de la bolsa se va a dar en días hábiles o sea 252 días por año, en el esquema dinámico se reduce de 181,27% a 62,40%, comparada contra la histórica.

Además de permitir ajustar en forma recursiva este valor de volatilidad para que diariamente se pueda encontrar el comportamiento proyectado para el día siguiente mediante la captura en forma dinámica de los rendimientos o variaciones del precio que se van generando en un mercado como el de la energía.

Loa anterior se debe a que la distribución exponencial con un lambda de 0,66 que como se puede apreciar en la siguiente gráfica se da mayor relevancia en la muestra a los últimos periodos como un mejor indicador de lo que puede suceder en los siguientes meses, esto abre la posibilidad de que un participante del mercado pueda acotar el comportamiento a estaciones predecibles que permiten proyectar el futuro inmediato con mayor nivel de certeza.



Gráfica 41: Distribución de Pesos de la Volatilidad Exponencial. Fuente: desarrollada a partir de información suministrada por ISA.

Dado que el problema es precisamente encontrar la constante que defina ese factor de caída o de suavizamiento se presenta un método simple que mediante la utilización del solver de Excel permitiría encontrar una lambda óptima que minimice el error. A dicho método se a denominado Método de RMSE o del error medio cuadrado<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> ALFONSO DE LARA, Medición y Control de Riesgos Financieros. 2000. pag 46-47.

Para ilustrar este método se plantea una aplicación a los precios de la energía en pesos por Kw. /hora, de donde se obtuvo el valor de lambda utilizado en el cálculo de la volatilidad dinámica, anteriormente mencionada.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T [r_{t+1}^2 - s_{t+1}^2(\lambda)]^2}$$

la anterior fórmula mide el error pronosticado de la varianza, a partir de lambda, el rendimiento y el tiempo (lambda, r, T y la varianza sigma).

Se muestra a continuación como se llegó a la optimización de lambda mediante la utilización de solver, herramienta de Excel que está al alcance de todos.

**Precios de Bolsa Energía - Ponderado Bolsa.**  
Pesos por KW /Hora

<b>RMSE</b>	<b>1%</b>	<b>Lambda Óptima</b>	<b>0,66</b>
-------------	-----------	----------------------	-------------

Fecha	Precio	Variación	Rendimiento	Lambda <sup>(i-1)</sup>	Cuadrado del Rendimiento	Varianza	Desvest	(R <sup>2</sup> -(L*Var)) <sup>2</sup>
26-Nov-03	66,62							
25-Nov-03	67,85	0,98182703	-0,01834013	0,495	0,00033636	0,00016974	0,013028420	6,36439E-08
24-Nov-03	70,31	0,96501363	-0,03561305	0,500	0,00126829	0,00063412	0,025181792	9,04814E-07
23-Nov-03	69,74	1,00820135	0,0081679	0,798	6,6715E-05	0,00001347	0,003670158	3,13199E-09
22-Nov-03	75,45	0,92432694	-0,07868944	0,500	0,00619203	0,00309598	0,055641562	2,15669E-05
21-Nov-03	75,63	0,99762383	-0,002379	<b>0,656</b>	5,6596E-06	0,00000195	0,001395195	1,92068E-11
20-Nov-03	68,01	1,11196936	0,10613264	0,500	0,01126414	0,00563204	0,075046917	7,13705E-05
19-Nov-03	68,63	0,990976	-0,00906496	0,530	8,2174E-05	0,00003864	0,006215843	3,80728E-09
18-Nov-03	64,83	1,05863372	0,05697913	0,500	0,00324662	0,00162331	0,040290324	5,92906E-06
17-Nov-03	64,11	1,01129845	0,0112351	0,439	0,00012623	0,00007082	0,008415507	9,05184E-09
16-Nov-03	62,96	1,01821287	0,01804901	0,474	0,00032577	0,00017121	0,013084691	5,97987E-08
								9,99107E-05

**Tabla No.17: Modelo PL para Calcular Lambda. Fuente: desarrollado por los autores.**

Como se puede observar en la tabla, el valor del factor lambda óptimo se genera en el menor nivel de varianza y por ende minimiza el error RMSE. Llevándolo al 1%.

Una vez se tenga definido el valor apropiado de la volatilidad se procede a la aplicación del modelo de precios de B&S, pero para darle mayor nivel de precisión se utiliza la Simulación de Montecarlo para encontrar el valor de la opción europea de compra, a continuación se muestran los resultados de 10.000 iteraciones con la ayuda de Crystall Ball, se encuentra el valor esperado de la opción en estas

condiciones a sí como la dispersión que se puede generar en el valor de la misma.

El Modelo de Precios de B&S se expresa como:

$$S_t = S_0 \exp\left[(r - 0,5s^2)T + s\sqrt{T}Z\right]$$

Donde  $S_t$ , es el precio en el periodo  $T$ ,  $r$  es la tasa libre de riesgo,  $S_0$  es el precio Spot,  $\sigma$  es la volatilidad dinámica,  $T$  es el tiempo para el vencimiento y  $Z$  es la variable aleatoria de la distribución Normal.

**Tabla No. 18 Valoración de Opciones:**

<b>Precios de las Opciones por simulación</b>	
<b>Precios de la Energía en Pesos por Kw./Hora.</b>	
<b>Crystal Ball</b>	
<b>Valoración de Una Call Europea (50 días).</b>	
Precio Spot	66,62
Precio de Ejercicio	63,53
Tasa Libre de Riesgo	8,64% EA
Tasa de Cambio	2747 \$ /us
Z	0,43172288
Volatilidad	62,40% Anual
T	50 días
	0,2
$S_t$	73,5352837
c	10,0027974
c a precios de Hoy	9,83148567

**Fuente: Desarrollado en Crystal Ball. Por los autores.**

La simulación nos permite definir el rango esperado de primas de opciones europeas de compra que serían las emitidas por los generadores. El comportamiento del precio de dichas opciones es el siguiente:



### Forecast: Valor de Una Call Europea

#### Summary:

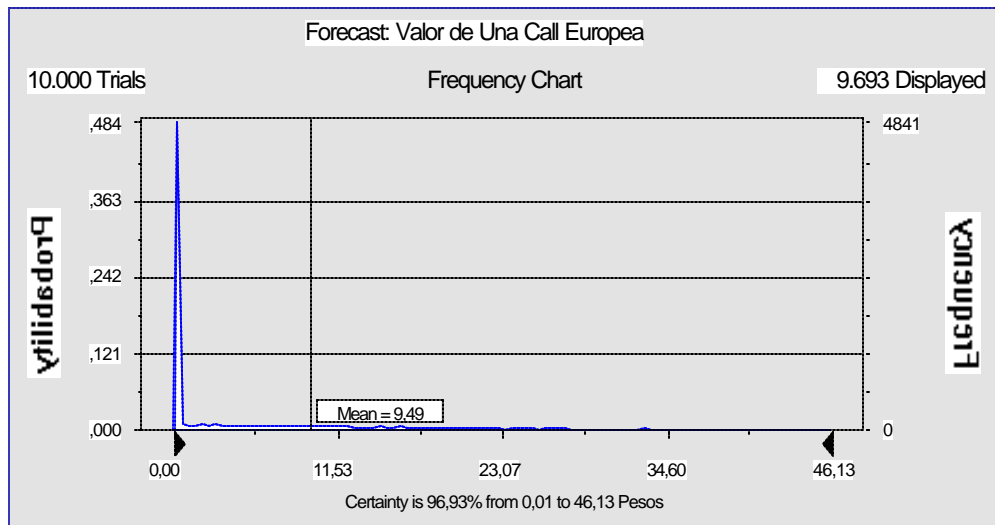
Certainty Level is 96,93%  
 Certainty Range is from 0,01 to 46,13 Pesos  
 Display Range is from 0,00 to 46,13 Pesos  
 Entire Range is from 0,00 to 120,03 Pesos  
 After 10.000 Trials, the Std. Error of the Mean is 0,14

#### Statistics:

	<u>Value</u>
Trials	10000
Mean	9,49
Median	1,13
Mode	0,00
Standard Deviation	14,44
Variance	208,53
Skewness	2,05
Kurtosis	8,12
Coeff. of Variability	1,52
Range Minimum	0,00
Range Maximum	120,03
Range Width	120,03
Mean Std. Error	0,14

**Tabla No. 18: Estadísticas de la Valoración. Fuente: Resultados arrojados por CB.**

Podemos observar que el valor esperado de la call europea que emitirían los generadores con la volatilidad dinámica considerada es de 9,49 dentro de un rango (0, 46,13), que se presentaría en 10.000 iteraciones, dado que el comportamiento de los precios que depende de factores aleatorios que son reflejados en la volatilidad, este rango es amplio debido a la misma pero que con el modelo recursivo se debe ir ajustando de acuerdo a un suavizamiento exponencial dado por el factor lambda.



**Gráfica No. 42: Valor Esperado de la Opción. Fuente: resultados obtenidos en CB.**

La gráfica anterior muestra el rango mencionado teniendo como media 9,49, que para nuestro caso, como ya se dijo, es el valor esperado. Las frecuencias en cero serían los casos donde no se ejerce la opción debido a que se ajusta a la función de beneficio: Máx. (St-X, 0).

#### **4.3 DEFINICIÓN DE PRECIOS STRIKES DEL MERCADO DE OPCIONES.**

De acuerdo con las simulaciones de Mercados Energéticos y demás consultores de la CREG (Anexo 4), se define un rango de valores para los precios de ejercicio de ejercicio que van entre (20 y 320 us\$/MWh), dentro del cual se eligieron los valores óptimos de 10, 30 y 70 Us\$/MWh, después de simular los diferentes escenarios y casos. Estos valores producen los resultados más ajustados dentro del comportamiento del mercado. Es bueno tener en cuenta que el comportamiento rezagado de los precios del spot es uno de los elementos más su generis de este mercado y por ende los precios de ejercicio deben considerar ese rezago mediante un modelo recesivo.

Para generar una solución se plantea adoptar un modelo de ajuste d la volatilidad tal como se plantea en el caso de la valoración de las opciones, se puede utilizar el mismo ajuste al modelo de precios para proyectar los precios de ejercicio en un modelo más simple y que puede convertirse en una herramienta fácil de aplicar. Para el esquema de transición se puede utilizar un valor estándar que se obtendría de estudiar el comportamiento de los precios, esto se puede realizar con simulación, y a partir de un modelo de recursivo, donde el administrador defina el precio que se debe utilizar.

Para ilustrar esto se presenta los resultados de simular este precio que me permiten encontrar una esperanza de precio para aplicar a la valoración de opciones como se explicará posteriormente. Los resultados son los siguientes:

**Forecast: Precio de Ejercicio**

Summary:

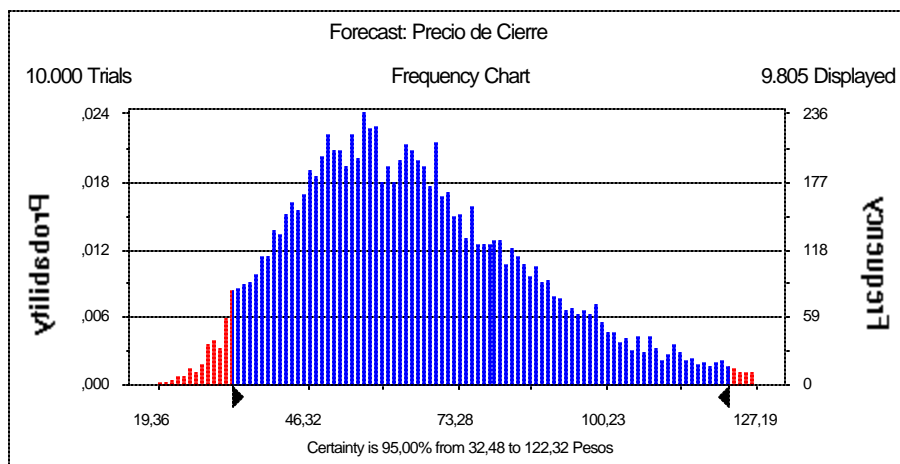
Certainty Level is 95,00%  
 Certainty Range is from 32,55 to 122,37 Pesos  
 Display Range is from 19,36 to 127,19 Pesos  
 Entire Range is from 19,36 to 316,01 Pesos  
 After 10.000 Trials, the Std. Error of the Mean is 0,24

Statistics:

	Value
Trials	10000
Mean	67,07
Median	63,53
Mode	---
Standard Deviation	23,60
Variance	557,08
Skewness	1,19
Kurtosis	6,42
Coeff. of Variability	0,35
Range Minimum	19,36
Range Maximum	316,01
Range Width	296,65
Mean Std. Error	0,24

**Tabla No. 19: Simulación Precios de Ejercicio. Fuente: Resultados Obtenidos en CB.**

Como se puede analizar en la tabla anterior el valor correspondiente a la mediana es 63,53 pesos por Kwh., en un rango entre (32,55 \$/Kwh. y 122,37 \$/Kwh.). En la gráfica siguiente se muestra como se distribuyen los datos alrededor del valor medio antes descrito y dentro del rango mencionado, con lo cual se puede apreciar una vez más que se debe buscar un concepto dinámico de la volatilidad que permita acotar dependiendo de la estación los precios proyectados y por ende los precios de las opciones como se definirá más adelante.



**Gráfico No. 43: Valor Esperado del Precio Strike. Fuente: Resultados obtenidos en CB.**

#### **4.4 PERÍODO DE TRANSICIÓN**

Tal como se propuso en el Modelo definido por TERA, un período de transición del Esquema actual al esquema de FOM es necesario. La CREG define ese período de transición iniciando con el SEC.

Se proponen en este trabajo algunos ajustes al SEC para disminuir los riesgos que asume el Administrador del Mercado de tal forma que se pueda iniciar con una verdadera Cámara de Compensación.

De otro lado una posible alternativa se mencionó con respecto a la gradualidad de la aplicación del SEC definiendo por ejemplo un % gradual de la demanda regulada hasta alcanzar el 100%.

#### **4.5 REEMPLAZO DEL CXC POR MECANISMOS COMO EL MERCADO DE OPCIONES Y FUTUROS.**

Dentro de las conclusiones presentadas por Thierry Defauw (Ver Anexo 3) se destacan:

“Una bolsa de opciones tiene como único propósito proveer mecanismos de cobertura de riesgos para los participantes del mercado. El objetivo es puramente financiero y busca estabilizar los precios de compra o venta a título individual.”

“Con la bolsa de opciones, al vender opciones de compra, los generadores cambian ingresos excepcionales (cuando hay escasez) por un pequeño ingreso fijo mensual, pero no recibirán ambos como en el caso de cargo por capacidad.”

“Algunas personas piensan que el mercado de opciones reemplazará el cargo por capacidad porque suponen que el precio de la opciones incluirá el valor actual del cargo por capacidad. Es muy relativo y solo ocurrirá en el mejor de los casos. La verdad es que el precio de la opción lo definirá el mercado y en consecuencia la inclusión del cargo por capacidad en el precio de las opciones se volverá voluntario con los riesgos que esto implica para los que esperan recibirlo. Por lo tanto es muy probable que al principio, el precio de la opción sólo incluirá una parte del cargo por capacidad y con el tiempo éste desaparecerá totalmente.”

De otro lado, en las simulaciones realizadas del modelo TERA por los consultores de la CREG específicamente en el tema de la estimación de los ingresos recibidos en el FOM frente al caso con el actual CxC quedaron sin resolver los siguientes interrogantes:

¿Cómo fue realizada la simulación del CxC?

¿Cuáles fueron las consideraciones tenidas en cuenta?

Queda el interrogante si se asumió o no que las plantas objeto de análisis vendieron toda su energía en Bolsa o parte en Contratos, Que parte?

En el informe presentado por los consultores no quedaron completamente claras estas condiciones y los resultados por lo tanto generan dudas dado que independiente del nivel de tolerancia al riesgo de los participantes, los ingresos percibidos por las plantas térmicas fueron similares en el FOM y en el esquema con el actual CxC.

¿En el análisis de las causas de la volatilidad histórica del ingreso por CxC, no será necesario profundizar en el comportamiento de variables tales como la evolución histórica de la disponibilidad de las unidades de generación, el crecimiento de la demanda, el comportamiento de los aportes hidrológicos, las reglas de cálculo?

Del análisis conceptual del cálculo del CxC (Anexo 1 ) se concluyó:

Los valores de CRT calculados para cada planta, dependen entre otras de las siguientes variables:

- Demanda definida por la UPME (Tamaño de los ingresos que paga el mercado total por CxC, es decir, tamaño de la “torta”)
- Información de la disponibilidad histórica de las plantas de generación (IHs)
- Tipo de tecnología de las plantas y costos variables asociados
- Serie hidrológica considerada
- Cambios en las reglas de cálculo

Por lo anterior si se desea simular el desempeño de los ingresos por CxC recibidos por los agentes generadores, sería necesario considerar sensibilidades de los resultados respecto a las variables mencionadas para poder estimar los valores esperados de los ingresos percibidos por los agentes.

De los anteriores análisis se concluye:

El usar un esquema de opciones para reemplazar el CxC no parece ser la mejor alternativa por las siguientes razones:

*El permitir la entrega física de la energía asociada a las opciones de confiabilidad cuando ellas son ejercidas, presupone el cambio del Estatuto de Racionamiento con el consecuente impacto social y político. De otro lado, la alta volatilidad de la disponibilidad de la red eléctrica en Colombia producto de los atentados sobre la infraestructura eléctrica podría hacer inviable en muchos casos la entrega física de la energía asociada a las Opciones de Confiabilidad.*

*En un mercado libre de Opciones a través de subastas es imposible asegurar que*

*los ingresos asociados con las primas de las Opciones representen en dinero cantidades similares a las percibidas actualmente por los generadores.*

*El MOF propuesto, sin opciones específicas de confiabilidad, dará señales de precios de largo plazo que pueden ser tomadas por los agentes que deseen invertir en nuevos proyectos de generación y se constituirá en un mecanismo para que los agentes puedan administrar el riesgo de precios, siendo este su objetivo fundamental.*

*De otro lado la señal actual dada en el cálculo del CxC incentiva a mantener una alta disponibilidad a las plantas de generación, lo cual apunta directamente a lograr un mejor nivel de confiabilidad del suministro en períodos de verano.*

*Se propone entonces revisar algunos detalles de la metodología actual de cálculo del CXC buscando afinar las señales específicas que deben recibir los diferentes agentes generadores.*

## 5. CONCLUSIONES

En este capítulo se plantea desde la óptica de los investigadores las conclusiones obtenidas a partir del análisis de los resultados mostrados en el capítulo anterior para dar una visión sobre el problema planteado y llegar a un resultado tangible y claro a partir del objetivo planteado, “Establecer la Viabilidad de Un Mercado de Opciones y futuros en el Mercado Mayorista de Electricidad FOM”.

La primera conclusión que se puede exponer es que el Mercado de Opciones y Futuros que tenga como subyacente la energía eléctrica en Colombia, ES VIABLE. Pero para que opere en condiciones de equidad, eficiencia y seguridad para todos los participantes y para el administrador, se requiere:

Tener un esquema de transición entre el sistema actual y el FOM, para lo cual es una muy buena alternativa el Sistema Electrónico de Contratos Bilaterales que propone la CREG. Pero para que este inicio de las bases a un Mercado Organizado se propone revisar este sistema en los siguientes aspectos:

- Esquema de Garantías
- Márgenes iguales para el comprador y el Vendedor en los contratos
- Cálculo dinámico de márgenes
- Posibilidades del Administrador de ofrecer al Mercado posiciones incumplidas en contratos
- Revisar el establecimiento actual de los precios spot de la energía, para que permitan hacer operaciones de arbitraje, dado que como se definen en la actualidad con base en la demanda ideal tienen un rezago de tres días lo cual hace muy difícil un esquema de arbitraje e incluso de Hedging.
- Estandarizar los tipos de contratos, dado que con el número actual de tipos de contratos es casi imposible que estos tengan liquidez, o lo que es lo mismo que se puedan negociar con terceros. Los contratos actuales son “Trajes hechos a la medida”.

Se propuso un método alternativo para la valoración de las opciones con base en modelos especiales de volatilidad que consideran el dinamismo de la volatilidad en los mercados y por lo tanto la dificultad para valorar instrumentos derivados que poseen subyacentes con precios spot que tiene un comportamiento muy estacional y errático, como es el caso de los precios de la energía eléctrica en Colombia que además de poseer una volatilidad muy alta, también presentan un

comportamiento estacional por factores hidrológicos como es el caso de ENSO (Conocido Normalmente como “el niño”). Con base en el comportamiento estacional de los precios se plantea un modelo de suavizamiento exponencial de la volatilidad que permita capturar rápidamente fuertes variaciones de los precios en los mercados energéticos y por ende hacer ajustes diarios a la valoración de los instrumentos, para que pueda aplicar en el corto plazo y sin problemas modelos de valoración ampliamente conocidos como son los modelos de Black , Scholes y Merton como sería necesario para cada uno de los participantes del mercado.

Para el caso de la valoración de los futuros se debe tener en cuenta que en este caso el contrato como tal no tiene valor, puesto que lo que se negocia es el precio al que se transa el subyacente en el futuro. Los supuestos que soportan el modelo de Black, Scholes y Merton, permiten estimar el valor esperado del subyacente en el futuro, como se plantea en el capítulo 4 en Valoración de opciones. Por lo tanto lo que se puede hacer es estimar un rango en el cual se comportará dicho precio.

El usar un esquema de opciones para reemplazar el CxC no parece ser la mejor alternativa por las siguientes razones:

El permitir la entrega física de la energía asociada a las opciones de confiabilidad cuando ellas son ejercidas, presupone el cambio del Estatuto de Racionamiento con el consecuente impacto social y político. De otro lado, la alta volatilidad de la disponibilidad de la red eléctrica en Colombia producto de los atentados sobre la infraestructura eléctrica podría hacer inviable en muchos casos la entrega física de la energía asociada a las Opciones de Confiabilidad.

En un mercado libre de Opciones a través de subastas es imposible asegurar que los ingresos asociados con las primas de las Opciones representen en dinero cantidades similares a las percibidas actualmente por los generadores.

El MOF propuesto, sin opciones específicas de confiabilidad, dará señales de precios de largo plazo que pueden ser tomadas por los agentes que deseen invertir en nuevos proyectos de generación y se constituirá en un mecanismo para que los agentes puedan administrar el riesgo de precios, siendo este su objetivo fundamental.



## **6. RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS**

En este capítulo se establece los elementos que se considera deben ser tenidos en cuenta como puntos a seguir a partir de nuestro estudio, por un lado se recomienda que se profundice en los temas que por alcance de esta tesis no se profundizan y además se plantean trabajos o proyectos que surgen como continuación de este trabajo.

### **6.1 RECOMENDACIONES.**

Es necesario que se revise cuidadosamente el ámbito legal del montaje de la clearing house en lo concerniente a:

- Formación de la sociedad anónima de acuerdo con la normatividad Comercial Colombiana, para poder definir número de socios, aporte de capital, domicilio, etc.
- Ley 527 de 1999 conocida como la ley del comercio electrónico en lo referente al impuesto de timbre.
- Modificación al contrato actual de mandato para el administrador del mercado, teniendo en cuenta las nuevas responsabilidades.

Es recomendable revisar la metodología actual de definición de precios spot de la energía eléctrica para que se ajuste a las necesidades de los contratos de futuros y opciones al ser este precio el subyacente de dichos contratos, los cuales serán transados en el FOM, con la administración de la clearing house.

Adoptar la metodología propuesta para la valoración de opciones mediante los modelos de volatilidad dinámica, con el fin de ajustar diariamente los precios de los instrumentos en la clearing house.

Se recomienda revisar cuidadosamente el esquema de transición que empezaría con el sistema electrónico de contratos, puesto que en la propuesta de la CREG posee muchos vacíos, los cuales pueden convertirse en un obstáculo cuando se quiera establecer una clearing house. En esta tesis se definen los elementos que deben ser tenidos en cuenta en el esquema de transición.

Es recomendable revisar cuidadosamente el reemplazo del cargo por capacidad por mecanismos del FOM, puesto que un mercado de opciones y futuros no provee mecanismos que aseguren la confiabilidad del sistema como si lo hace el cargo por capacidad. Y a la luz de los instrumentos transados en el FOM y el estatuto de Racionamiento, no es posible que haya una sustitución.

## **6.2 TRABAJOS FUTUROS.**

- Implantación del Modelo SPAN, para determinación y control de garantías variables, teniendo en cuenta la volatilidad de cada participante.
- Simulación del Cargo por capacidad Vs. El FOM, teniendo en cuenta todas las consideraciones que deberían ser tenidas en cuenta para llegar a una determinación de sustitución del actual mecanismo.
- Desarrollo de Software que permita la valoración de instrumentos con Black and Scholes con el uso de las volatilidades dinámicas, en el corto y mediano plazo.
- Desarrollo de un modelo que permita determinar el precio spot a partir de la demanda ideal en plazos no superiores a un día.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

BOWER, John. Financial markets in electricity: Introduction to derivative instruments. Tercer seminario internacional de planeamiento energético "Mercados energéticos" Santafé de Bogotá. Colombia, 1997.

BREALEY, Richard y MYERS, Stewart. Manual de finanzas corporativas. McGraw-Hill Inc, Tomo II, Santafé de Bogotá, Colombia, 1995.

BRUGMAN, Andrés. Futuros Eléctricos en Colombia. Tesis de pregrado en ingeniería industrial. Universidad de los Andes. Santafé de Bogotá, Colombia. 1996.

CAMARA DE COMPENSACIÓN DE OPCIONES Y FUTUROS DE VENEZUELA CACOFV – Cómo negociar productos derivados en Venezuela . 2000.

DECOVNY, Sherree. SWAPS. Ed. Limusa grupo Noriega Editores. Balderas 95, México, 1994.

DIEZ DE CASTRO, Luis y MASCAREÑAS, Juan. Ingeniería financiera. La gestión en los mercados financieros internacionales. McGraw-Hill, Madrid, España, 1991.

ENRON Capital & Trade Resources. Managing Energy Price Risk., Londres, Inglaterra, Risk Publications, 1995.

GODOY, Luis Alberto. Mercados derivativos e instrumentos de cobertura. Documento presentado al seminario sobre mercados energéticos, Medellín, Colombia, Abril de 1997.

HÄMÄLÄINEN, Raimo. The new electricity market situation in Finland and the Nordic countries. Documento presentado en el seminario internacional COCIER/ Mercado de futuros de Energía "Una alternativa a la competitividad". Cartagena de Indias, Colombia, 1997.

HANS BYSTRÖM "The Hedging performance of electricity futures on the Nordic Power Nord Pool"

HULL, John. Introducción a los mercados de futuros y opciones. 1995  
Options futures and other derivatives. Edit. Prentice Hall. 1997

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. "E.S.P.", Gerencia Centro Nacional de Despacho, Dirección planeación energética. Análisis energético de medio plazo horizonte junio 2001- septiembre 2006. Documento ISA UENCND , Medellín, Colombia, 2001.

LLANOS, Hugo y VARGAS, Javier. Alternativas de Distribución de Racionamiento de Energía en el Sistema Interconectado Colombiano. Tesis de pregrado en ingeniería eléctrica. Universidad Nacional. Santafé de Bogotá, Colombia. 1997

LÓPEZ SARSA, Domingo. Manual de derivados financieros para las PYMES. Como cubrir el riesgo de interés y cambio. Ediciones Vicens vives, SA, Barcelona, España, 1994.

MEJIA, Harold Cassab. Opciones financieras, Nueva opción en Colombia. Revista Economía, Universidad San Buenaventura, No 19, 1.995. pp 86-107.

MILLER, Irwing y Freud, John. Probabilidad y Estadística para Ingenieros. Ed. Reverté, México, 1982.

OREJARENA, Luis Carlos y GUTIERREZ, Mauricio. Esquemas de Comercialización de Energía en el MEM. Tesis de pregrado en ingeniería eléctrica. Universidad Nacional. Santafé de Bogotá, Colombia. 1997.

RODRIGUEZ DE CASTRO, J. Introducción al análisis de productos financieros derivados: futuros, opciones, forwards y swaps, incluye régimen fiscal. Ed. Limusa, Balderas 95, México, 1995.

SOLNIK, Bruno. Inversiones internacionales. Ed. Addison-Wesley Iberoamericana, 1993.

VINASCO, Mario. Transferencias de riesgo en mercados competidos. Jornada gerencial COCIER. 1997.

WONG, Kwok-po y KUMAR, David A. Competitive electricity: Incentive contracts and bid parameters. IEEE Transactions on energy conversion, Vol. 9, No. 2. 1.994.

WINSTON Wayne L. Financial Models Using simulation and optimization. Edited by Palisable Corporation. Newfield, 1998.

## ANEXO 1

### REGLAS, CARACTERÍSTICAS Y EVOLUCIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA

#### 1. Estructura del Mercado

En el Gráfico siguiente (obtenido de la página web de Interconexión Eléctrica S.A ISA [www.isa2.com.co](http://www.isa2.com.co)) se presentan de forma esquemática las diferentes actividades del Mercado de Energía Eléctrica en Colombia: Comercialización, Distribución, Transmisión y Generación.

### Estructura del Mercado

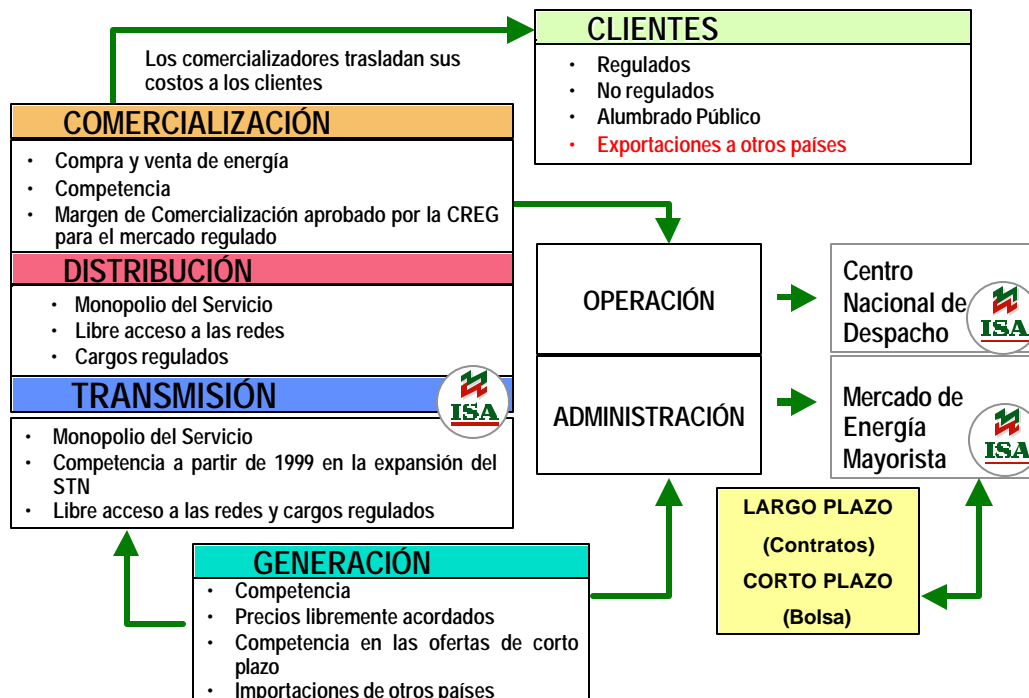


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

En las actividades de distribución y transmisión existen monopolios naturales en el

servicio y por ello la CREG regula los cargos que son pagados por los clientes. En la actividad de Transmisión, a partir del año 1999 se generó competencia en la expansión del Sistema de Transmisión Nacional STN, ya que los diferentes Transmisores deben competir, con sus ofertas ante la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, en la construcción de nuevos proyectos.

En la actividad de Generación se da competencia entre los diferentes agentes tanto en el mercado de largo plazo (contratos bilaterales) como en el mercado de corto plazo conocido como la Bolsa de Energía definida por la CREG en la Resolución CREG 024 de 1995 como:

“Bolsa de energía. Sistema de información, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, sometido a las reglas que adelante aparecen, en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.”

La actividad de Comercialización consiste en la compra y venta de energía en los mercados de Corto y Largo Plazo. El mercado lo componen los usuarios regulados ( Mercado regulado) y no regulados (Mercado Libre). La CREG los definió en la Resolución CREG 024 de 1995 como:

“Mercado libre. Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios no regulados y quienes los proveen de energía eléctrica.”

“Mercado regulado. Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios regulados y quienes los proveen de electricidad.”

El carácter de regulado hace referencia a la asignación de la tarifa. En el caso de los usuarios regulados estas tarifas son definidas por regulación y el caso de los no regulados las tarifas se negocian libremente entre los agentes generadores y comercializadores.

La demanda no regulada tendrá entonces una tarifa acordada entre comprador y vendedor y la demanda regulada tendrá una tarifa regulada obtenida de la aplicación de la fórmula tarifaria.

En la actividad de comercialización para el mercado regulado la CREG definió un margen de comercialización.

En este esquema están también claramente definidas las funciones del Operador del Mercado, llamado Centro Nacional de Despacho y del Administrador del Mercado llamado Mercado de Energía Mayorista.

En el Gráfico siguiente (obtenido de la página web de Interconexión Eléctrica S.A ISA [www.isa2.com.co](http://www.isa2.com.co)) se presenta el esquema del Mercado libre y del Mercado Regulado.

Los comercializadores tienen un papel pasivo en la formación del precio de Bolsa. Son tomadores de precio en la bolsa. Participan en la Bolsa a partir de su demanda (usuarios y contratos), comprando la energía que requieren para abastecer sus obligaciones y vendiendo la energía adquirida en contratos y que excede sus obligaciones.

## 2. Mercado de Corto Plazo (SPOT)

Los agentes generadores realizan diariamente, de forma confidencial y a través de medios electrónicos, ofertas de precio y declaraciones de disponibilidad de sus recursos de generación para el Despacho del día siguiente.

# ESTRUCTURA DEL MERCADO

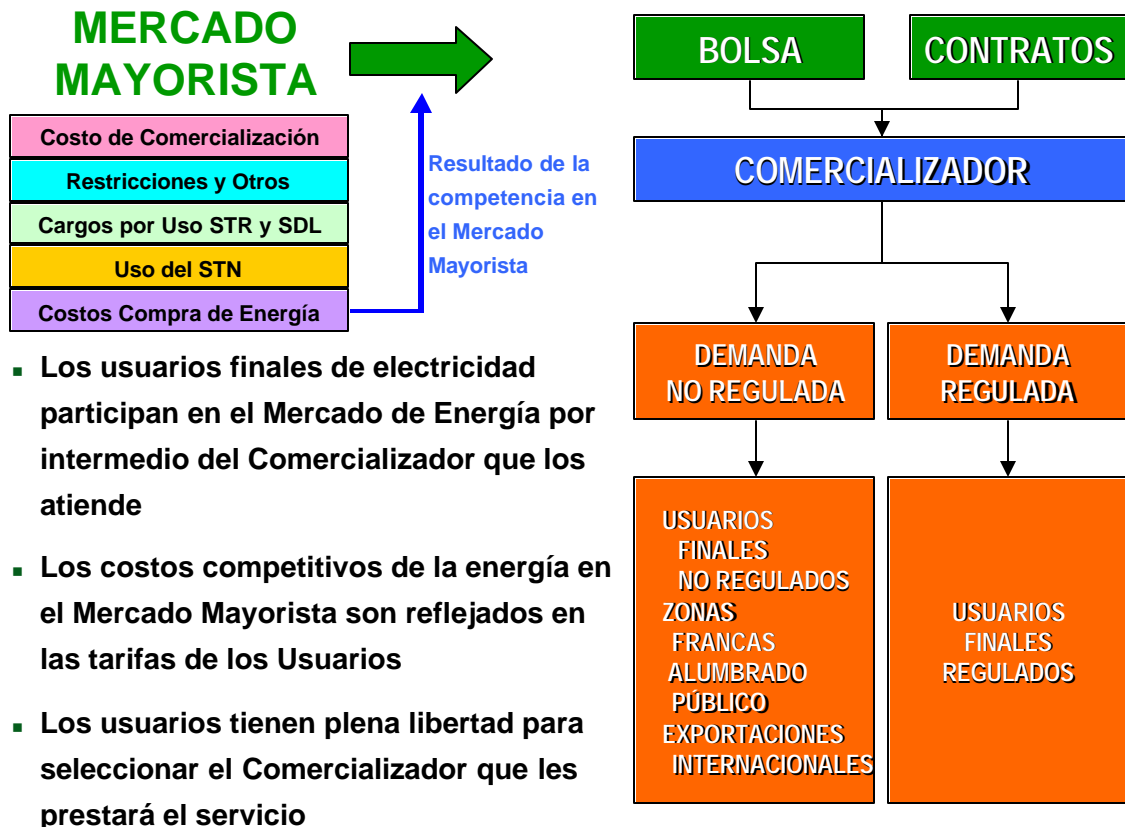


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

De acuerdo con la regulación, los precios de oferta de los generadores deben reflejar los costos variables de generación, teniendo en cuenta:

**Plantas termoeléctricas: Costos de combustibles (suministro y transporte), costos AOM, costos de arranque y parada y eficiencia térmica de la planta.**

Plantas hidroeléctricas: El valor del agua (costo de oportunidad de generación), la operación económica a mediano y largo plazo y la percepción del riesgo.

Con base en la información de precios y disponibilidades, en los estimativos de demanda y pérdidas, en la programación de mantenimientos sobre la red, programación de pruebas e información del programa de generación de las plantas menores, el Centro Nacional de Despacho realiza el Despacho Programado del día siguiente que satisfaga la demanda de energía minimizando para el período de 24 horas el costo de operación atendiendo la demanda de forma segura y confiable. En este proceso son tenidas en cuenta las restricciones eléctricas y operativas del Sistema Interconectado Nacional y las características técnicas de las unidades de generación.

La generación requerida para suplir las restricciones eléctricas y operativas es llamada Generación de Seguridad.

El Despacho es ejecutado el día siguiente y de acuerdo con las condiciones que se vayan presentando se realizan Redespachos cumpliendo el mismo objetivo planteado para la realización del Despacho inicial.

Una vez concluido el día de operación, la información de la operación real es recolectada y entregada al Mercado de Energía Mayorista para la realización del cálculo del Despacho Ideal ( para determinar el precio de Bolsa).

En el Gráfico siguiente se presenta un diagrama que ilustra el Despacho Programado.



## DESPACHO ECONÓMICO

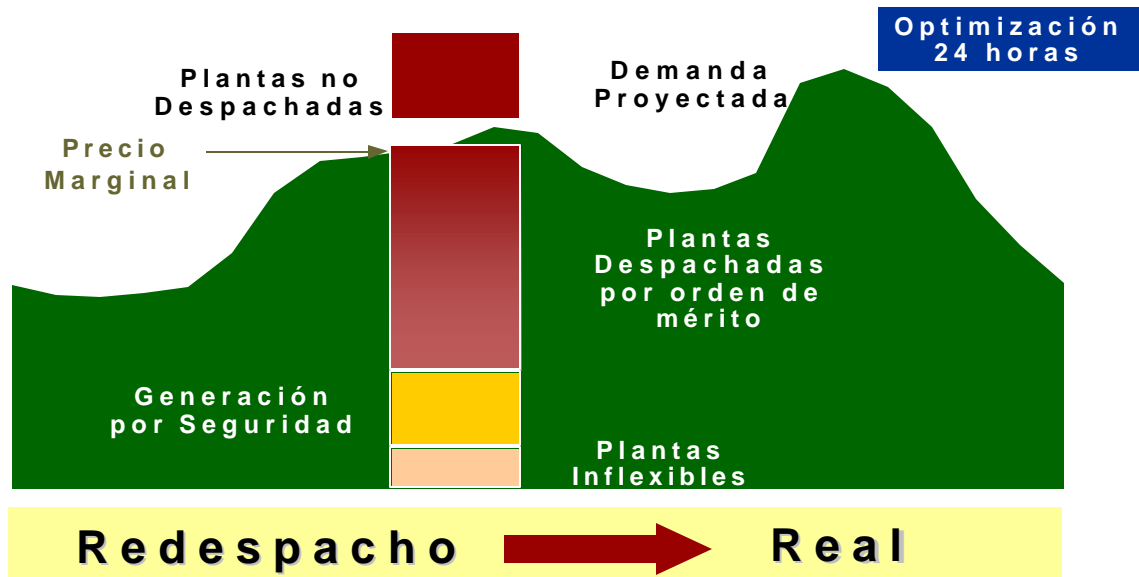


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

**La información de la operación real (contadores de energía) es la base para calcular la demanda comercial y realizar el Despacho Ideal .**

El Despacho ideal permite calcular el precio de Bolsa horario el cual será la referencia para las transacciones que se realizan en cada período horario.

De acuerdo con la definición establecida por la CREG (Resolución 004 de 2003) el Despacho ideal es el “Procedimiento para la programación de los recursos de generación en estricto orden de mérito, considerando las características técnicas de las plantas y unidades, la oferta de los enlaces internacionales, y la demanda total, sin considerar la red de transporte.”

En el Gráfico siguiente se presenta un diagrama que ilustra el proceso del Despacho Ideal.

## DESPACHO IDEAL

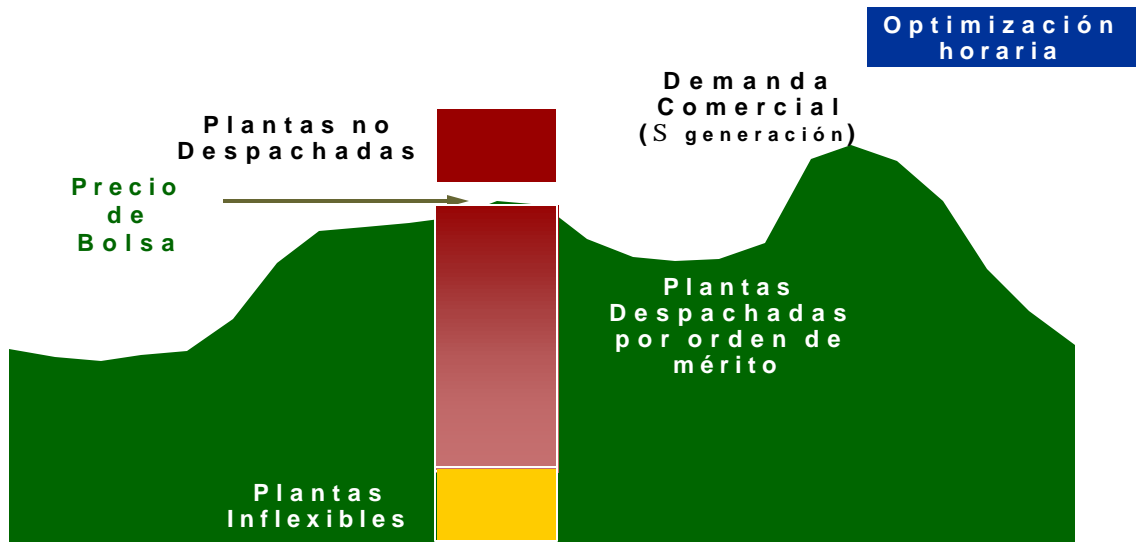


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

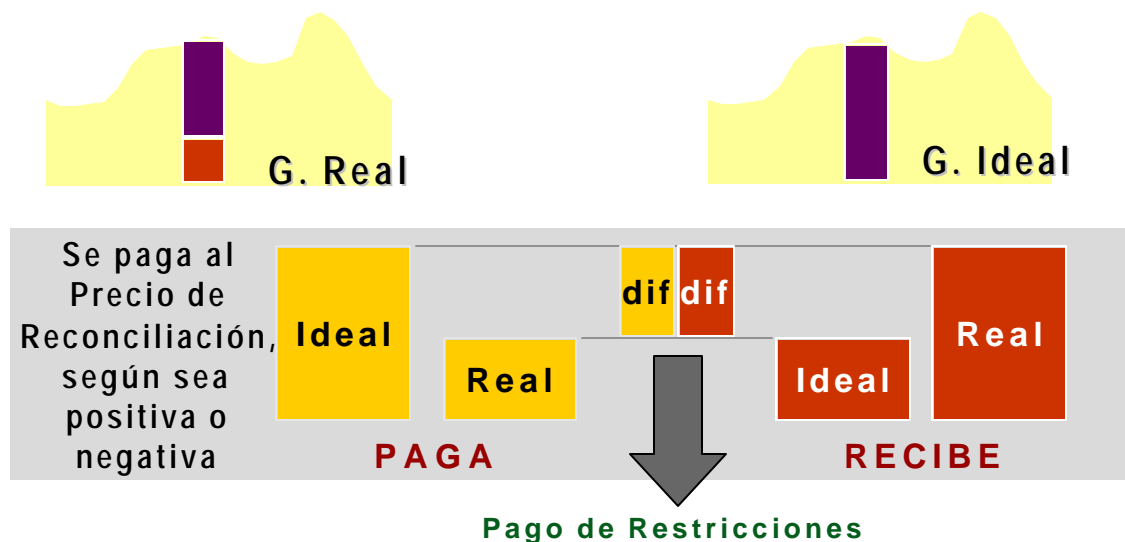
El precio de Bolsa será de acuerdo con la reglamentación : “ Precio de oferta más alto en la hora respectiva, en la Bolsa de Energía, correspondiente a los recursos de generación que no presenten inflexibilidad, requeridos para cubrir la demanda total en el Despacho Ideal”.

Este precio de Bolsa constituye uno de los componentes del precio de la energía en cada período horario. Otra componente corresponde a las restricciones. Para calcular las restricciones se tienen en cuenta las generaciones reales, correspondientes al cumplimiento del Despacho Programado en la operación real y las generaciones correspondientes al Despacho Ideal.

Para cada generador se calcula la diferencia entre el Despacho Real y el Despacho Ideal. Si esta diferencia es positiva se llama reconciliación positiva y si la diferencia es negativa se denomina reconciliación negativa.

En el Gráfico siguiente se ilustra el cálculo de las reconciliaciones.

## RESTRICCIONES



### Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

La liquidación de estas reconciliaciones se realiza con la siguiente regla:

Para reconciliaciones negativas el generador devuelve a precio de oferta. Las reconciliaciones positivas se le pagan al generador mediante la siguiente regla: Mínimo  $[\max(P_{of}, P_b)]$ , es decir, el mínimo de los 24 máximos entre precio de oferta y precio de bolsa.

El precio de reconciliaciones positivas es único para las 24 horas.

Los precios de las reconciliaciones positivas se calculan con base en la siguiente regla (Resolución CREG 034 de 2001):

Reconciliación positiva de plantas térmicas:

El Precio de reconciliación será el mínimo entre el precio de oferta y los costos variables reconocidos.

Reconciliación positiva de plantas hidráulicas:

El Precio de reconciliación será el mínimo entre el precio de oferta y el precio de referencia que depende del nivel del embalse.

Reconciliación negativa:

El Precio de reconciliación negativa será el promedio entre el precio de oferta y el precio de la bolsa.

### 3. Mercado de Largo Plazo (Mercado de Contratos)

Son acuerdos comerciales, bilaterales, para la compraventa de energía entre Generadores y Comercializadores, para atender parcial o totalmente los compromisos comerciales del agente comprador que participa en el Mercado de Energía Mayorista - MEM. Estos contratos tienen, de manera general, características similares a los derivados financieros conocidos como Forwards.

Los contratos de largo plazo en Colombia son instrumentos para el cubrimiento del riesgo asociado al precio de bolsa

Los contratos para ser registrados liquidados en el MEM deben contener como mínimo:

- Identidad de las partes contratantes
- Mercado que atiende
- Vigencia
- Objeto de la Contratación
- Cantidades y Precios a nivel horario
- Firma y fecha

Los tipos de contratos varían de acuerdo con la decisión libre de los contratantes, sin embargo los tipos más comunes son:

Pague lo contratado

Tipo de contrato en el que el Comprador se compromete a pagar toda la energía contratada, independiente de que ésta sea consumida o no. Si el consumo es mayor que la energía contratada, la diferencia se paga al precio de la Bolsa. Si el consumo es menor que la energía contratada, este excedente se le paga al Comprador al precio de la Bolsa.

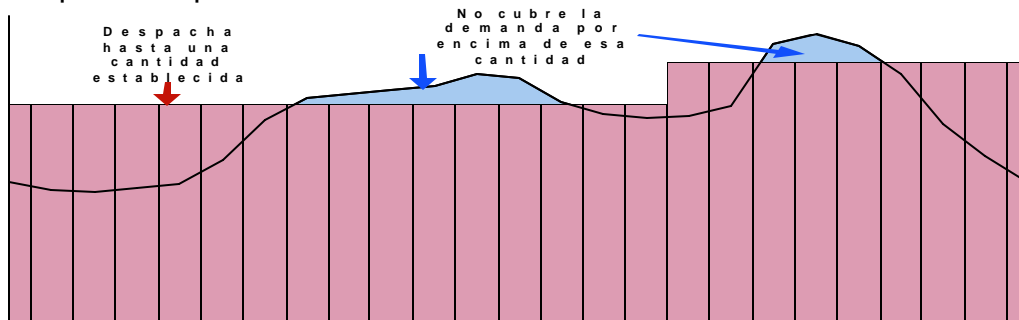


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

Pague lo contratado condicional

Tipo de contrato, que en caso de ser despachado, tiene el tratamiento que se le da a un contrato tipo 'Pague lo contratado'. Este contrato sólo se despacha si, con base en el precio (orden de méritos), se requiere total o parcialmente para atender

la demanda del Comercializador.

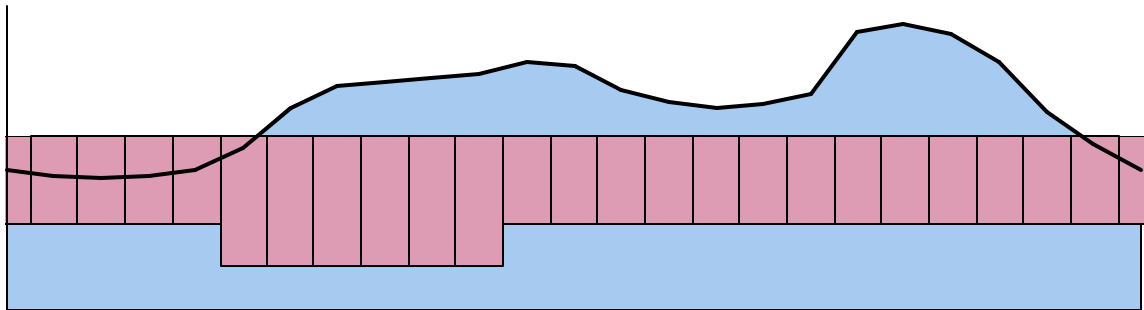


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

### Pague lo demandado

Tipo de contrato en el que el agente comprador solamente paga (a precio de contrato) su consumo, siempre y cuando éste sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada (Tope máximo). Si el consumo es superior, la diferencia se liquida al precio de la Bolsa.

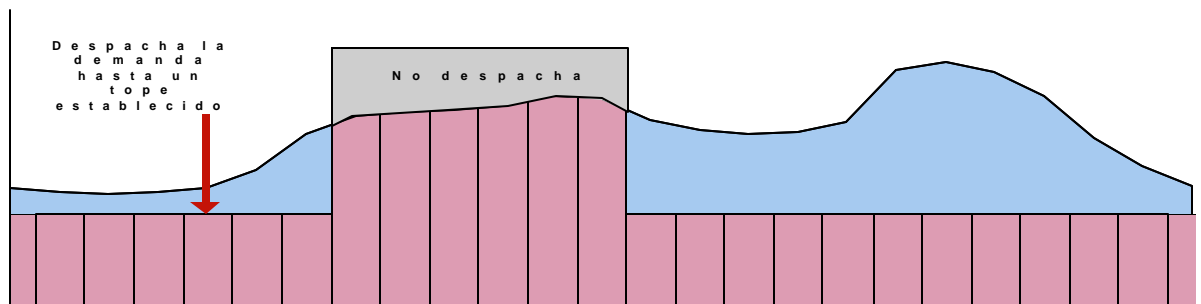


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

## 4. Liquidación de Contratos Bilaterales y Bolsa

Al momento del cierre del Mercado, cada agente generador tiene para cada período horario una posición de venta en contratos y con base en el Despacho Ideal tiene una generación ideal asociada.

Así mismo, cada agente comercializador tiene para cada período horario una posición de compra en contratos y una demanda comercial asociada.

Dependiendo de la diferencia entre estas cantidades se tiene un excedente o un déficit que se vende o se compra en la Bolsa de Energía a Precio de Bolsa.

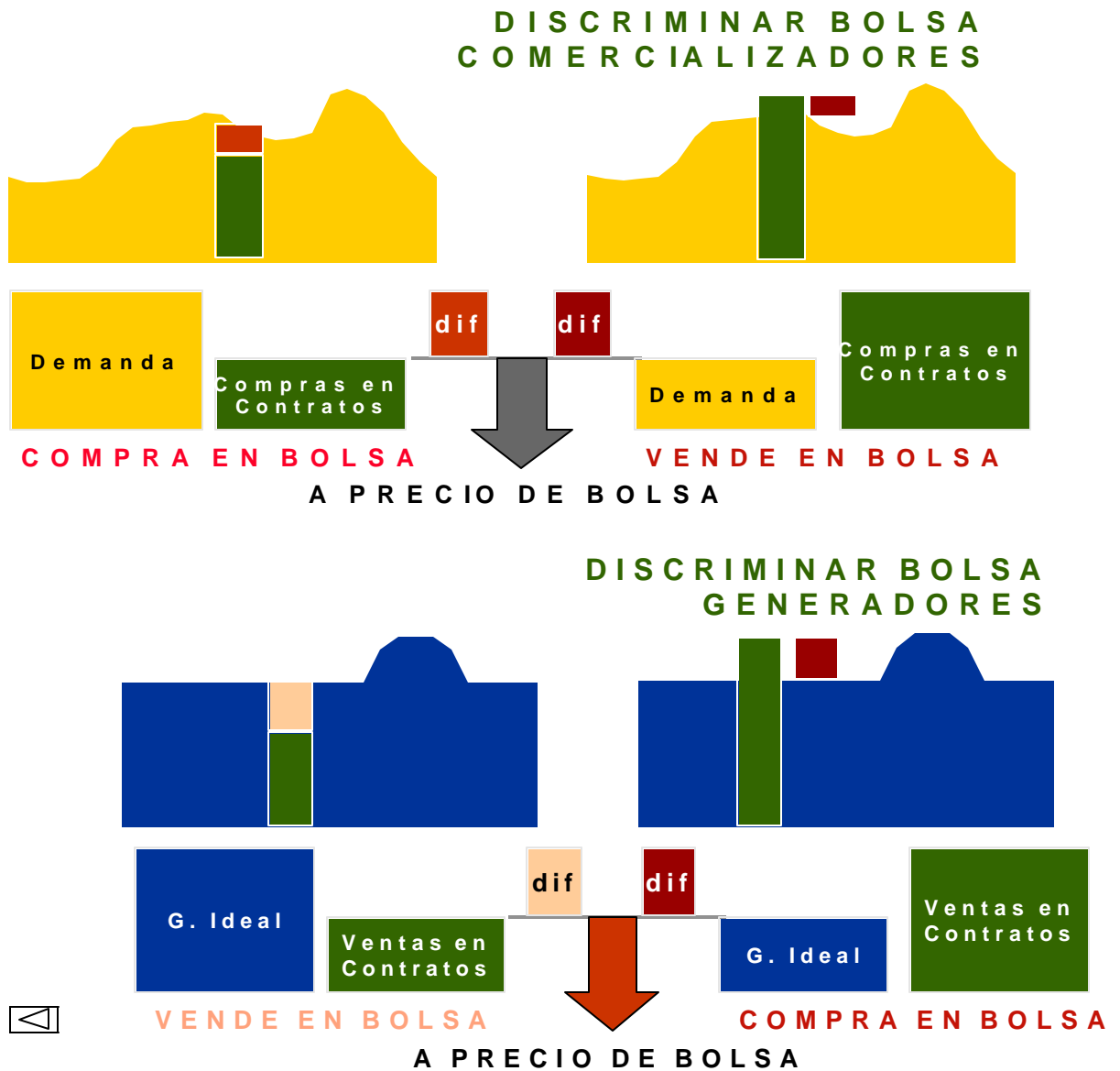


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

En resumen, todos los contratos son finalmente liquidados contra la Bolsa a precio de Bolsa, es decir, este precio es la señal de referencia del precio de la energía en el Mercado Mayorista de Electricidad Colombiano.

Haciendo una analogía con un Mercado de Derivados con Futuros es como si en el tiempo de expiración se cerraran todas las posiciones en el MOF contra el precio de Bolsa.

Los procesos realizados por el administrador del Mercado son:

- Registrar los agentes (compradores y vendedores)
- Registrar los contratos de Energía con sus características.

Despachar los Contratos de Energía y determinar la exposición a Bolsa de cada uno de ellos.

Liquidar las transacciones de energía de los contratos presentando la información de los mismos a los agentes.

Corresponde a los agentes elaborar las facturas correspondientes de los contratos bilaterales y la gestión de recaudo, garantías y cobro.

## 5. Cargo por Capacidad

La CREG definió en la resolución CREG 016 de 1196 el Cargo por capacidad como un elemento para asegurar la confiabilidad de suministro de energía del SIN.

En la resolución CREG 111 de 2000 se precisó este objetivo: “El Cargo por Capacidad busca garantizar la disponibilidad de una oferta eficiente de energía eléctrica capaz de abastecer la demanda en el SIN, mediante la remuneración parcial de la inversión por kilovatio instalado de los generadores que contribuyen a la confiabilidad del Sistema, bajo criterios de eficiencia e hidrología crítica.”

Desde el punto de vista metodológico, se realiza la Simulación de la operación del Sistema con un modelo matemático definido por la CREG para determinar los aportes energéticos de cada recurso ante un evento seco durante la estación de verano bajo condiciones hipotéticas: sin generaciones mínimas, con hidrología especialmente definida y escenario de demanda alta.

Posteriormente, a partir de los valores de energía hallados para cada planta, se obtienen valores de potencia equivalente mensual (Capacidad Equivalente Mensual Despachada CEMD) y se realiza un ajuste de estos valores suponiendo la demanda de potencia incrementada en un 5%. Los valores obtenidos para los 5 meses se promedian para obtener finalmente la Capacidad Remunerable Teórica CRT por recurso.

La CRT de la planta en el verano es el promedio de la CEMD de los 5 meses del verano

La CRT del invierno para una planta se definió como el mínimo entre la CRT del verano y la disponibilidad comercial del verano

El valor estimado del cargo con base en estas simulaciones se valora a USD 5.25 por kW, el cual es el costo de cada kW instalado de la tecnología más eficiente en términos de costos de capital.

$$\text{CEE} = \text{CRT} * 5250 * \text{TRM} / \text{DEM}$$

\$/MWh      MW      US\$/MW      \$/US\$      MWh

Con estos valores estimados se obtiene un Costo Equivalente de Energía el cual es el piso para aquellos agentes que transan su energía en la Bolsa.

Las principales características de este cargo son las siguientes:

El regulador definió un mecanismo para garantizar la confiabilidad del Sistema en el largo plazo.

Busca dar señales de Eficiencia a Generadores.

Recaudo por parte de los Generadores.

El Cargo por Capacidad CxC es un mecanismo financiero destinado a reducir el riesgo de volatilidad y estacionalidad de los precios en la Bolsa. Como tal, refleja una proporción del valor presente del costo esperado de racionamiento.

El CxC es recibido por los agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema, en condiciones supuestas de hidrología crítica durante una estación de verano.

El CxC se valora como el costo por kW instalado de la tecnología más eficiente en términos de costos de capital. Actualmente se toma como referencia la generación con turbinas de gas de ciclo abierto, cuyo costo estimado asciende a USD 5.25 por kW Disponible - Mes.

El CxC garantiza un flujo mínimo de ingresos a aquellos agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema.

El recaudo del monto a pagar por concepto de CxC se efectúa en la Bolsa, aplicando a cada kWh generado un precio equivalente del CxC en unidades energéticas. El diseño del esquema de recaudo permite mantener un precio mínimo en el mercado "spot" que constituye en un piso para las ofertas en Bolsa.

El diseño del esquema de recaudo permite que las transacciones en la Bolsa se realicen, obviando consideraciones sobre la estrategia de contratación bilateral de cada agente

Desde su definición, se han presentado varios cambios en la regulación por parte de la CREG, así:

Resolución CREG 116 de 1996: Precizó el método de cálculo del Cargo por Capacidad.

Resolución CREG 107 de 1998: Definió que los Cogeneradores registrados ante el ASIC que participen en la bolsa con garantía de potencia tienen derecho a percibir el CxC.



Resolución CREG 113 de 1998: Modificó la 116 de 1996, en cuanto a los índices de indisponibilidad histórica, IH's y costos y suministro de combustible.

Resolución CREG 73 del 2000: Modificó nuevamente reglas para el cálculo de los Índices de Indisponibilidad histórica -IH's.

Resolución CREG 78 del 2000: Modificó las fechas previstas en la Resolución 116 de 1996, de entrega información por parte de los agentes a la CREG y entrega de resultados del cargo en el verano 2000-2001.

Resolución CREG 81 del 2000: Definió los formatos que deben ser llenados por los agentes y entregados a la CREG, para el reporte de la información referente a los parámetros para el cálculo del Cargo por Capacidad.

Resolución CREG 82 del 2000: Modificó las Resoluciones 116 de 1996 y 047 y 049 de 2000, en lo referente a verificación de parámetros.

Resolución CREG 83 del 2000: Definió cambios en cuanto a la verificación de parámetros.

Resolución CREG 90 del 2000: Modificó fechas de entrega de información por parte de los agentes a la CREG y entrega de resultados del cargo por el verano 2000-2001.

Resolución CREG 102 del 2000: Modificó fecha de entrega de resultados del cargo 2000-2001.

Resolución CREG 111 del 2000: Definió la forma de cálculo de la Serie hidrológica única del SIN es decir la serie crítica.

De lo anterior puede concluirse que los valores de CRT calculados para cada planta, dependen entre otras de las siguientes variables:

- Demanda definida por la UPME (Tamaño de los ingresos que paga el mercado total por CxC, es decir, tamaño de la "torta")
- Información de la disponibilidad histórica de las plantas de generación (IHs)
- Tipo de tecnología de las plantas y costos variables asociados
- Serie hidrológica considerada
- Cambios en las reglas de cálculo

## **6. Mínimos Operativos**

La Resolución CREG-100 de 1997, estableció la metodología para el cálculo de Niveles Mínimos Operativos -N.M.O.- para los Embalses del Sistema Interconectado Nacional. La reglamentación vigente define dos Mínimos Operativos (Resolución CREG-025 de 1995 - Código de Operación), el Superior y el Inferior.

Según explica la CREG: “El objetivo de establecer estos Mínimos es conseguir suficiente almacenamiento de agua en el Sistema, previo al inicio de la estación de verano, con el fin de alcanzar una disponibilidad de energía adecuada para cubrir los requerimientos del país durante esa estación.” (Sección Antecedentes de su Página WEB [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co).)

Cuando el nivel de un Embalse se encuentra por debajo de su Nivel Mínimo Operativo Superior, se interviene su precio de oferta. El mecanismo de intervención descrito en la Resolución CREG-215 de 1997, garantiza que el recurso intervenido es el más costoso del sistema y por lo tanto será el último en ser despachado. Dependiendo de la criticidad de la hidrología, el precio de un recurso hidráulico intervenido puede alcanzar el costo de racionamiento (Definido en la Resolución CREG 025 de 1995).

Este mecanismo regulatorio aplica directamente a garantizar la confiabilidad del suministro de energía y es percibido por los agentes generadores como una intervención económica que crea ineficiencias en el Mercado.

## 7. Características del Mercado Actual

Tomando como fuente la Información publicada sobre el Mercado por Interconexión Eléctrica S.A en su página WEB, se pueden inferir algunas características del Mercado así:

### Demanda anual de Energía

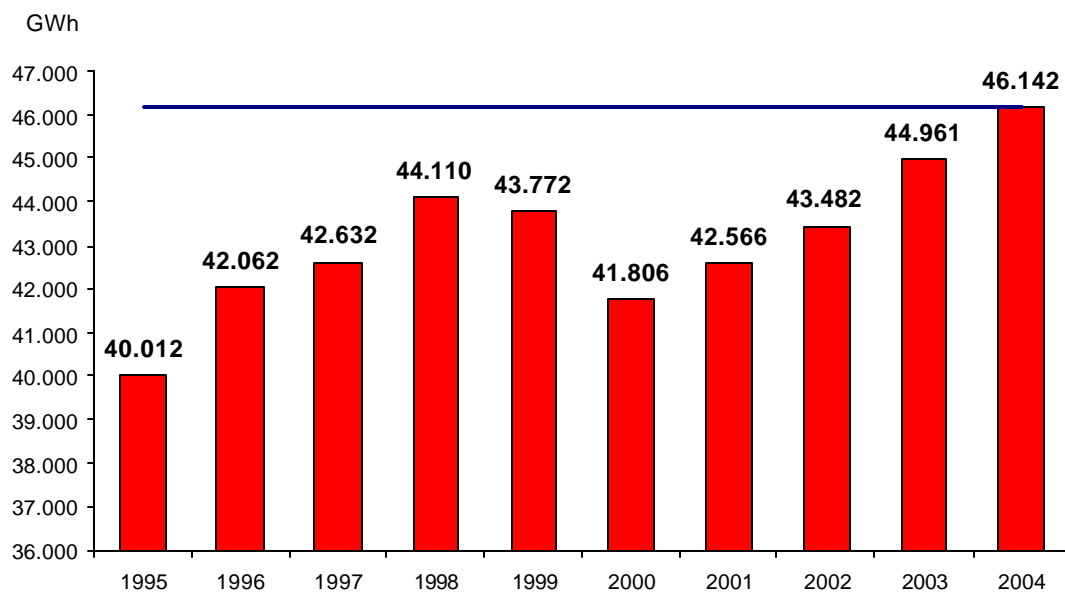


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

A partir del año 2001 la demanda ha mostrado una tendencia al crecimiento.

### Demanda Promedio diaria doméstica

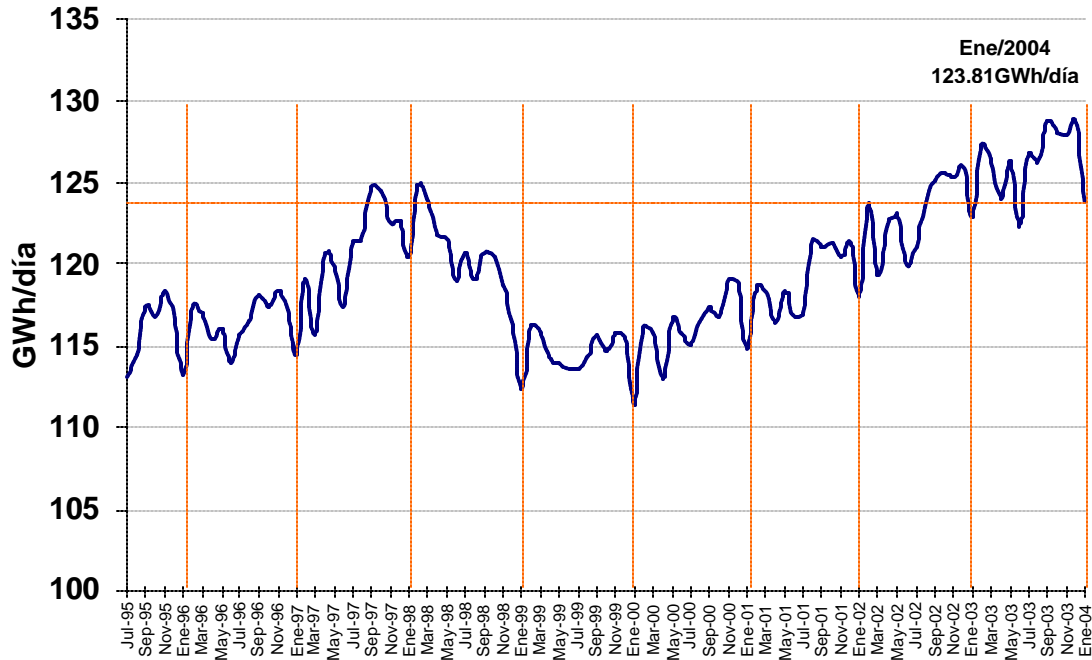


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

### Demanda doméstica vs PIB

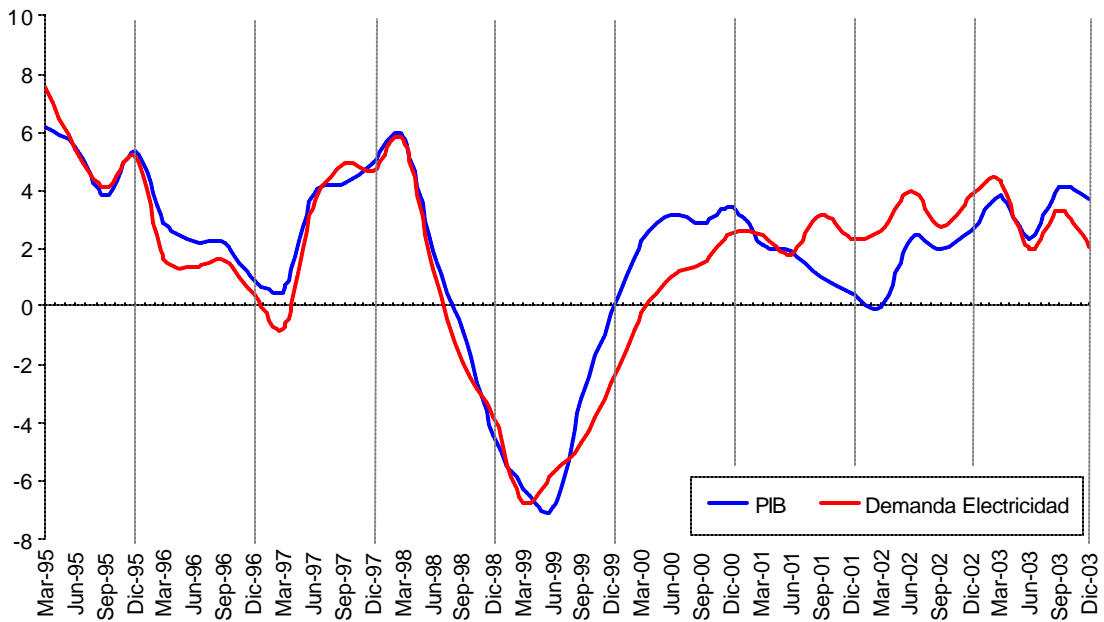


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

Existe una alta correlación entre el Producto Interno Bruto del país y la demanda de energía eléctrica.

### Demanda Regulada y no Regulada

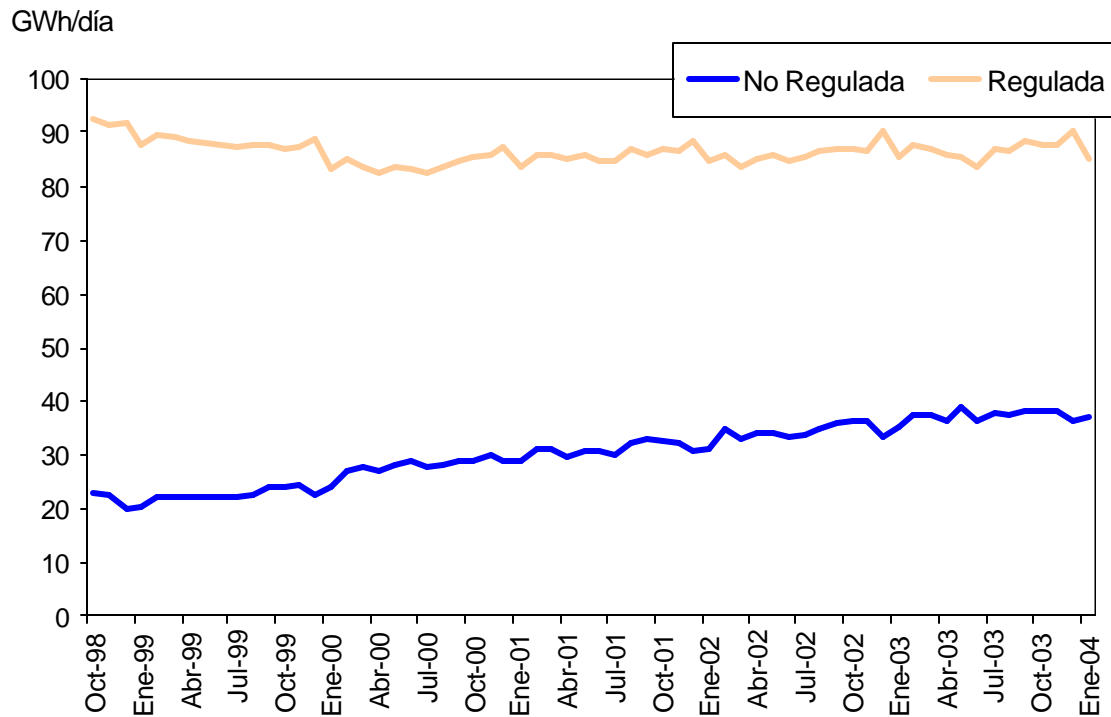


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

El porcentaje de participación en el Mercado de la demanda regulada ha venido Aumentando y hoy constituye aproximadamente el 30% del total de la demanda. Esto ha ocurrido principalmente por la disminución de los topes definidos por la regulación.

### Demanda de Potencia

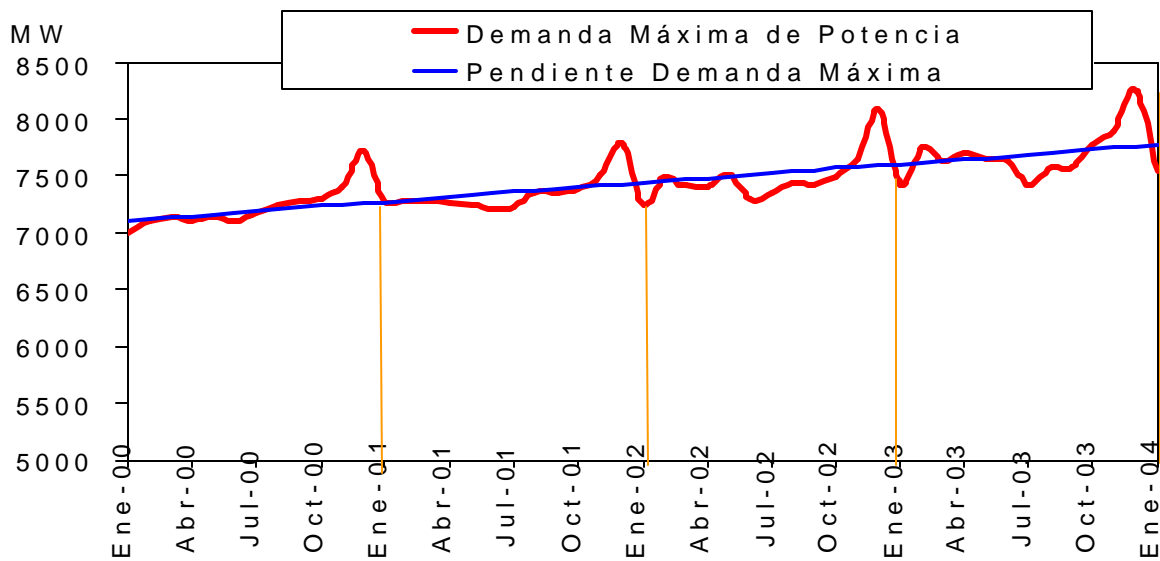


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.  
 La demanda máxima de potencia ha alcanzado los 8000 MW.

### Intercambios de Energía con Venezuela

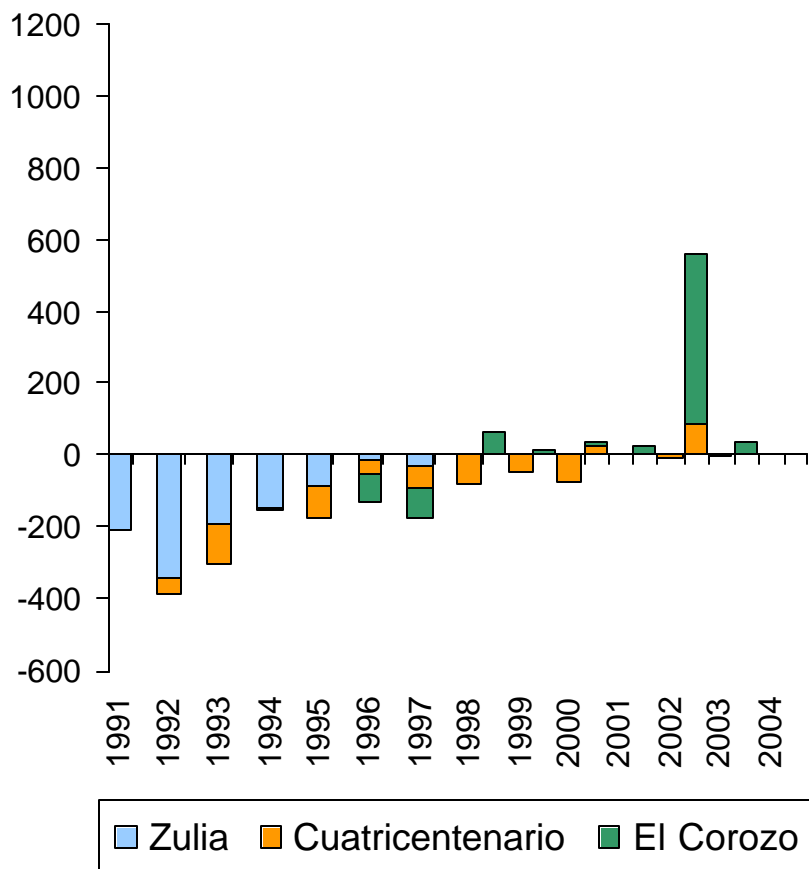


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.  
 El Sistema Eléctrico Colombiano tiene interconexiones eléctricas con Venezuela.

## Intercambios de Energía con Ecuador

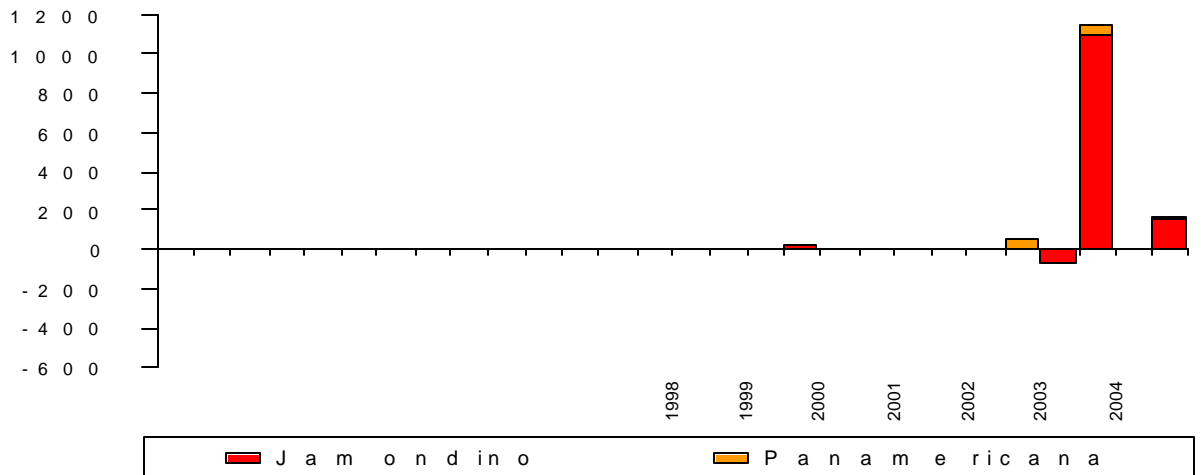


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

El Sistema Eléctrico Colombiano tiene interconexiones eléctricas con Venezuela las cuales aumentaron sustancialmente a partir del año 2003 debido al esquema de TIE definido dentro del Marco de la Comunidad Andina de Naciones CAN.

## Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo

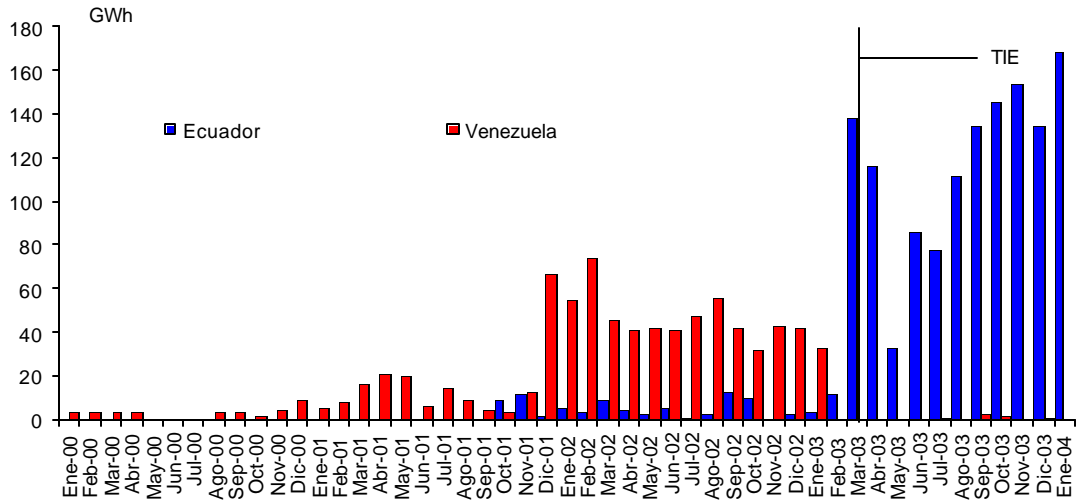


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

## Energía almacenada en los embalses

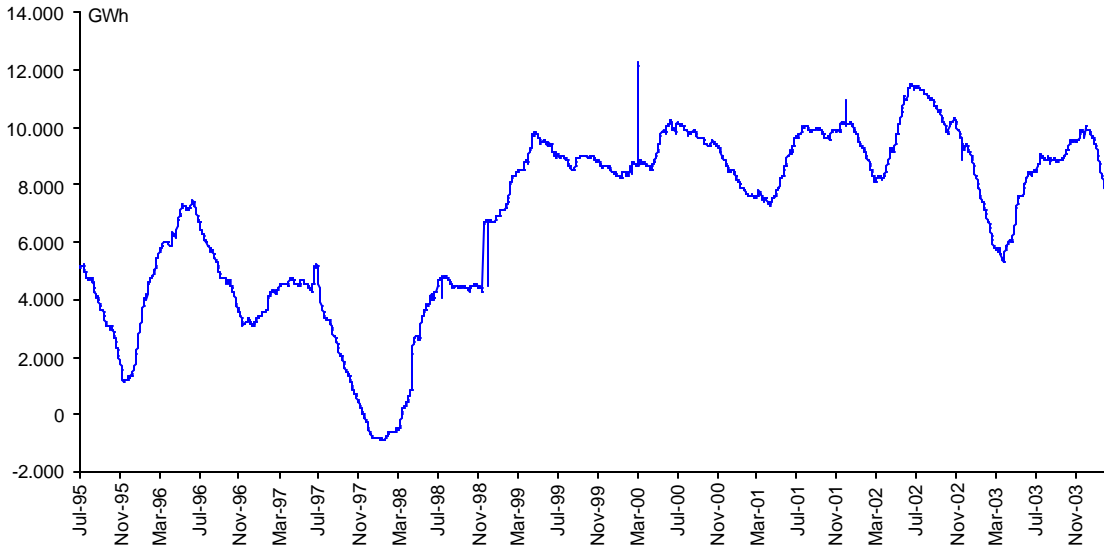


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.  
 Durante el verano 97-97 se presentó un bajo nivel de reservas.  
 Aportes Hidrológicos a los embalses

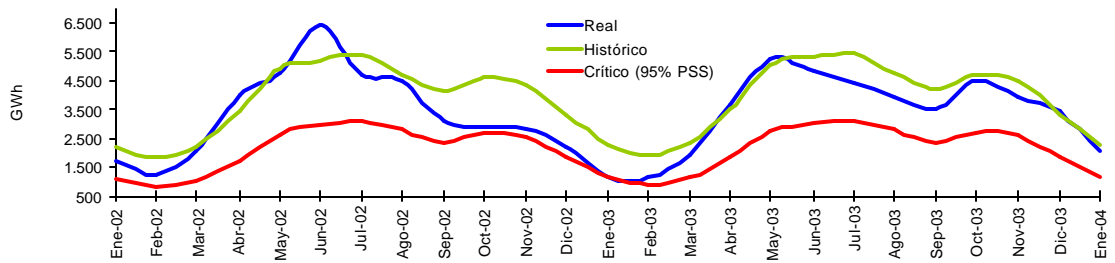


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.  
 Precios de Bolsa

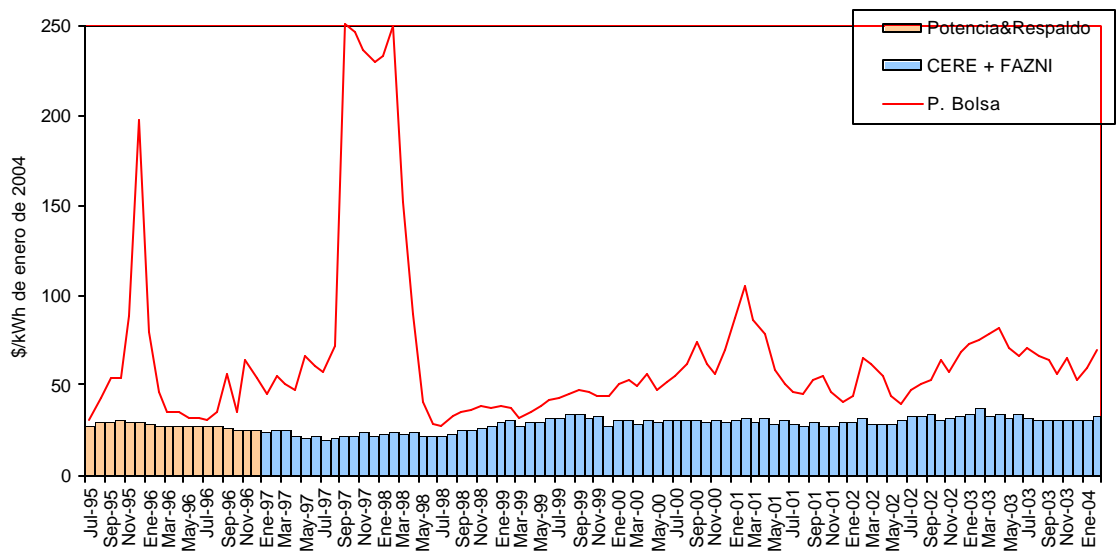


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

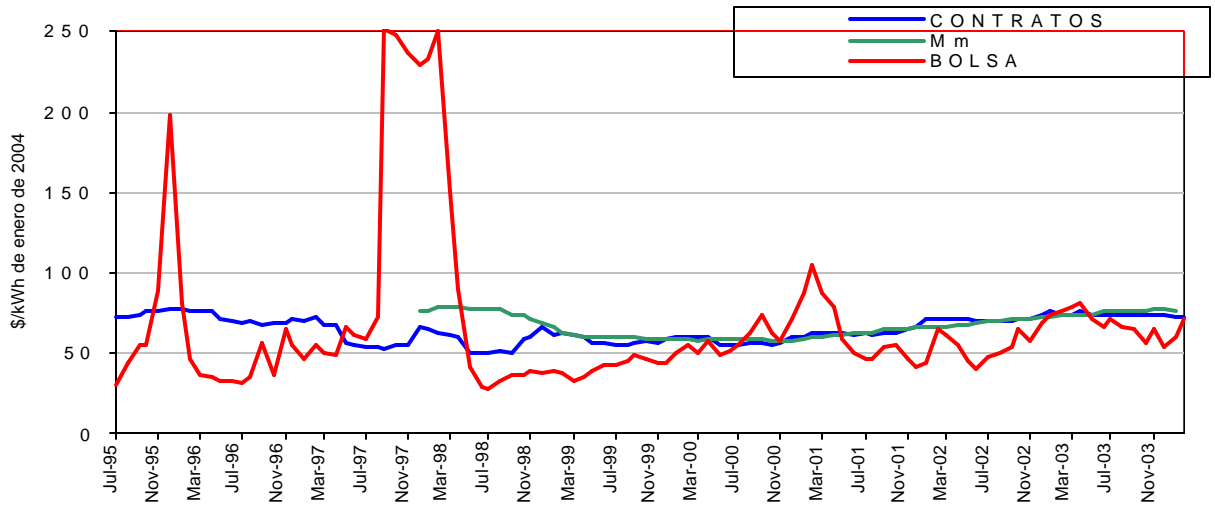


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.  
 Se observa la alta volatilidad de los precios de bolsa respecto de los precios de los contratos.

### Volatilidad

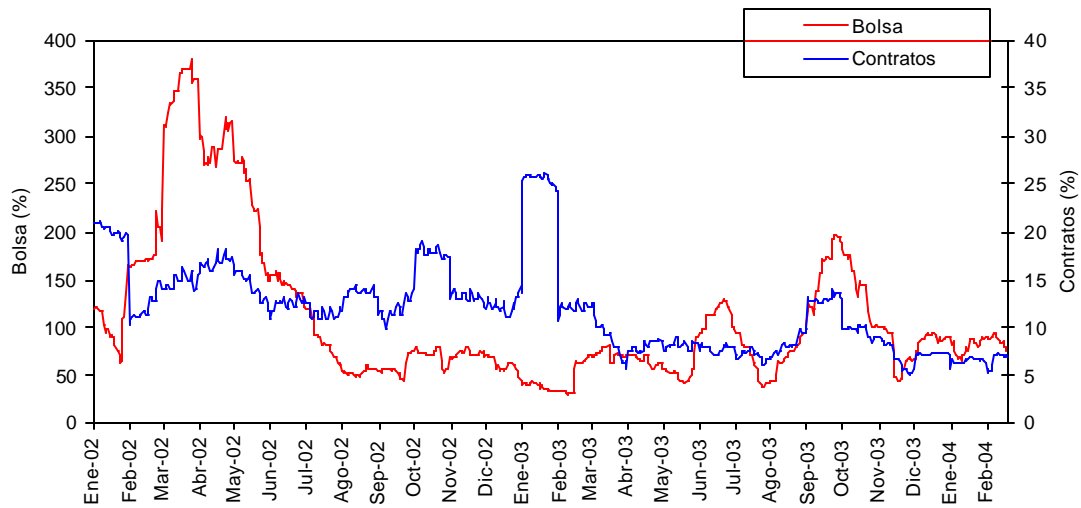


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.  
 Porcentaje de Contratos despachados



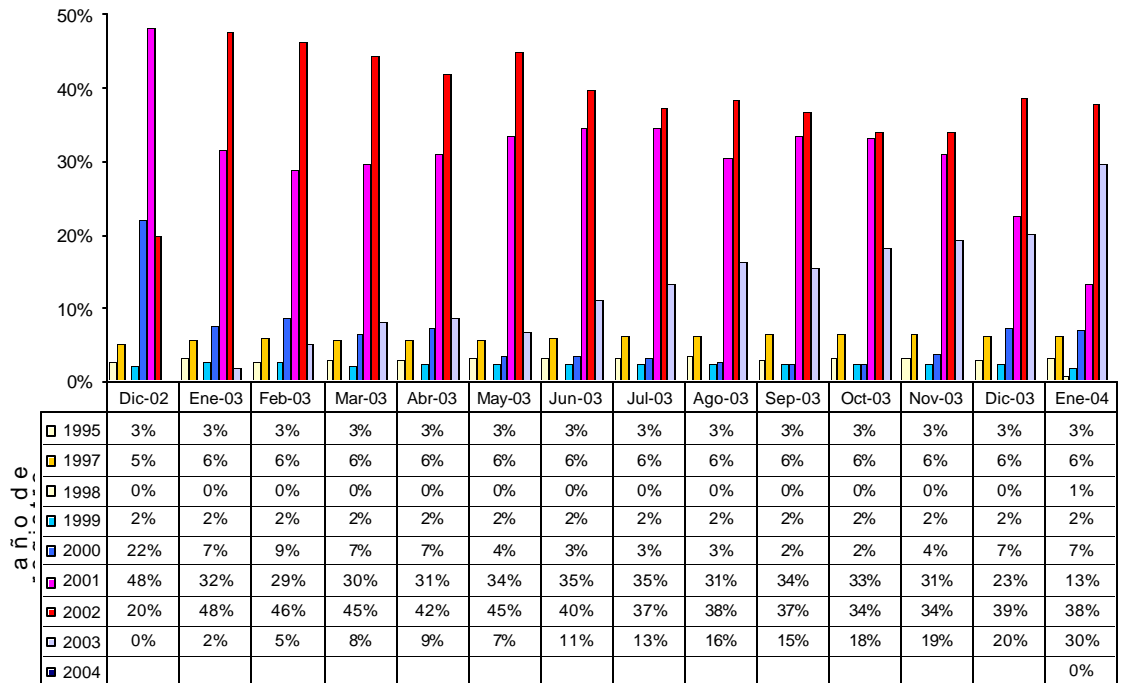


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

### Precio promedio de contratos con destino al mercado regulado y no regulado

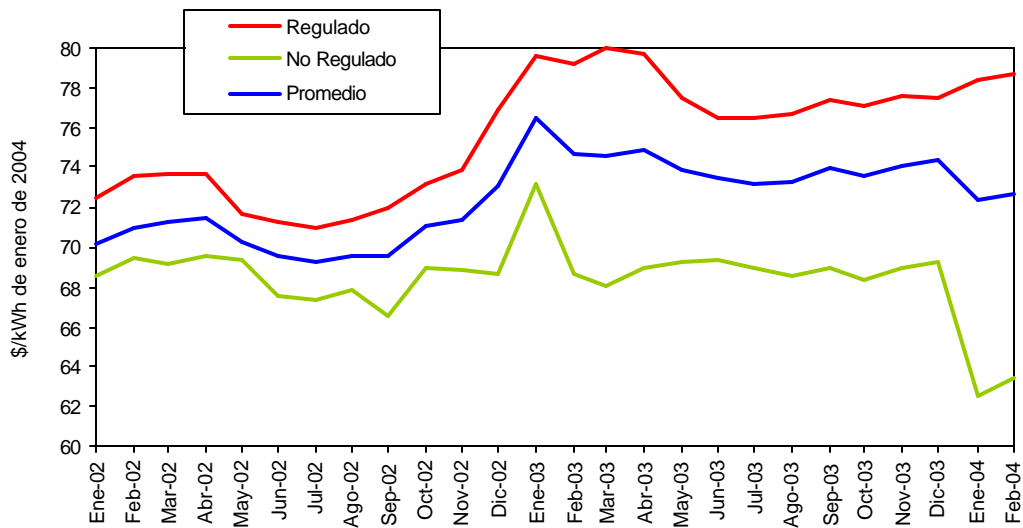


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

### Precio promedio de las transacciones en bolsa y contratos

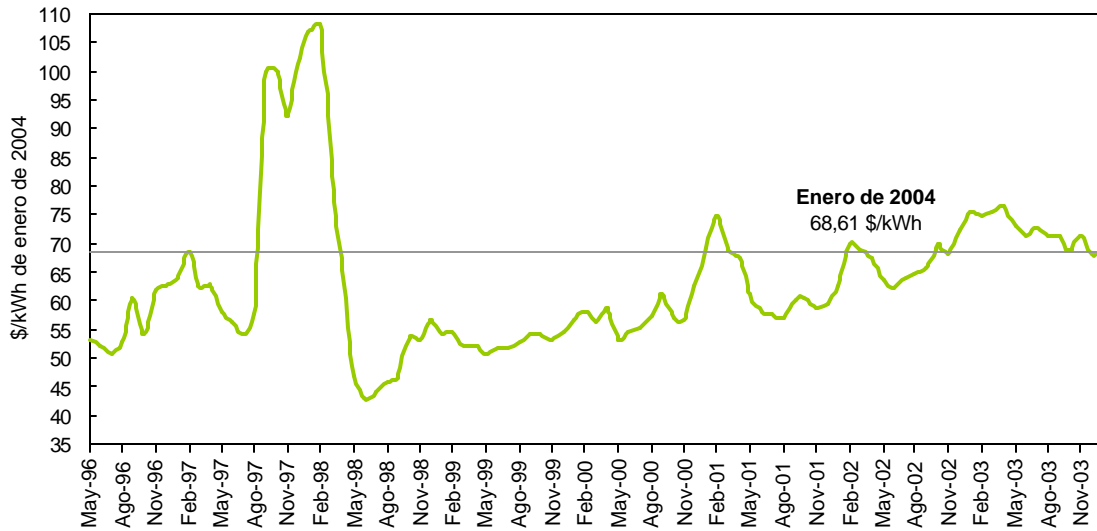


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

Indicador promedio del precio de la energía en el Mercado.

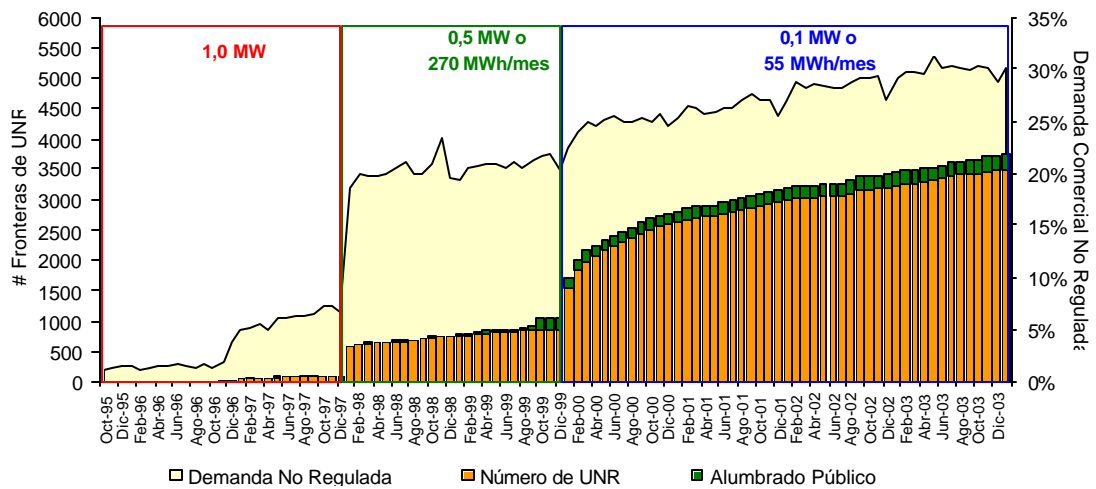


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

Evolución del mercado regulado

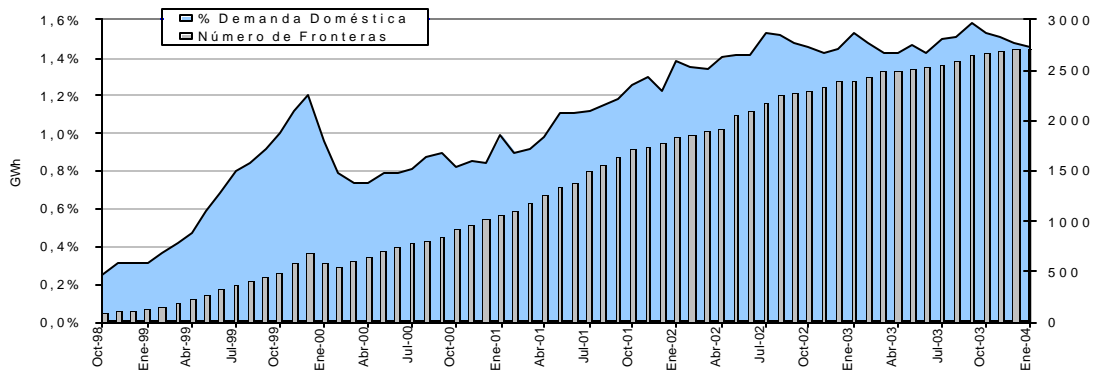


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

Los Comercializadores "puros" han ganado una porción del mercado regulado.

## Ventas contratos, transacciones bolsa, STN, STR y flujo de dinero a través del SIC

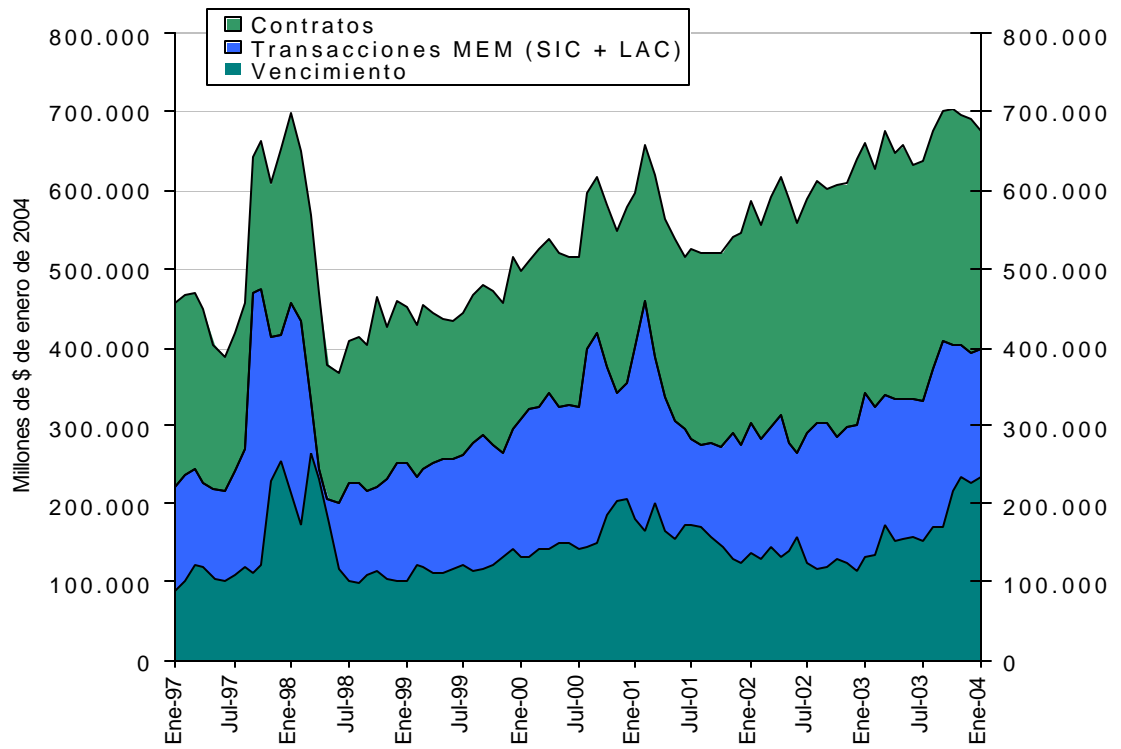


Gráfico suministrado por Interconexión Eléctrica S.A.

## **ANEXO 2**

### **CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE Teknekon Energy Risk Advisors, LLC – TERA –“ Escisión del SIC – Bolsa de Energía Eléctrica de las Actividades Comerciales de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. y Definición del Esquema Institucional para las demás funciones del Actual Centro Nacional de Despacho”**

#### **Diagnóstico**

El estudio de TERA identificó como los principales problemas de la estructura actual del Mercado los siguientes:

- Falta de liquidez de los contratos actuales.
- Discriminación en el mercado de contratos
- Mercados artificiales
- No hay asignación de responsabilidades en caso de déficit
- Restricciones en el manejo de los embalses: N.M.O
- Distribución administrada de la renta:CxC
- Falta de instrumentos de cobertura para riesgos de precio y cantidades
- Falta de señales para expansión en generación
- Presiones sobre el precio del mercado Spot

#### **Soluciones**

El estudio de TERA planteó como posibles soluciones las siguientes:

##### **Cargo por Capacidad – Señal de Confiabilidad**

**La utilización de opciones sobre energía firme como mecanismo para reemplazar en el largo plazo el actual cargo por capacidad. Estas Opciones tendrían la posibilidad de ser ejercidas con entrega física o financiera. La asignación de estas opciones sería hecha a través de subastas periódicas de carácter obligatorio.**

La posibilidad de ejercer las opciones implicaría cambios en el modelo actual del

Despacho.

Se propone la introducción de contratos de opciones mediante los cuales un generador se compromete a cambio de un pago (Prima), a vender determinada cantidad de energía a solicitud del comprador en un período determinado (período de ejercicio) a un precio máximo (Precio de ejercicio)

A diferencia de las opciones normales, se ha propuesto que la prima se pague en cuotas. El período de ejercicio propuesto fue de cinco años. Su transacción se haría a través de un proceso de subastas electrónico que garantice el anonimato de los agentes. Estas opciones sería posible transarlas en un mercado secundario.

Se planteó además un esquema de márgenes y garantías financieras para dar respaldo al esquema de opciones.

### **Administración del riesgo de precios – Mínimos Operativos**

Con el objeto de contar con una herramienta para administrar el riesgo de precios, TERA propuso la introducción de contratos estandarizados mediante el cual un agente se compromete con otro a vender una cantidad fija de energía en un período determinado a un precio acordado bilateralmente. Una figura similar a los derivados financieros conocidos como Futuros.

TERA buscaba así hacer más formal el mercado de contratos y centralizarlo en el Administrador del Mercado. Las transacciones de contratos se harían a través de un proceso de subastas electrónico para garantizar el anonimato de agentes.

Con respecto al esquema de márgenes y garantías TERA propuso que se deberían tener Garantías para la energía transada en la Bolsa Garantías para la energía transada en los contratos mediante Depósito de margen.

Específicamente se propuso que los comercializadores deben garantizar sus contratos y sus operaciones en bolsa. Para ello se propuso Entregar al administrador del sistema garantías financieras crecientes en función de la demanda que representen y no tengan cubierta en contratos. En caso de racionamiento deberían pagar los perjuicios causados a los usuarios en proporción a su demanda no cubierta en contratos de opciones y futuros.

Para el caso de los generadores se propuso que en caso de racionamiento deberían garantizar sus contratos y sus operaciones en bolsa. Para ello deben entregar al administrador del sistema garantías crecientes en función de las parte de sus ventas en contratos de opciones y futuros, que no tengan respaldo "real" en su capacidad de generación. Deberían además pagar los perjuicios causados a los usuarios en proporción a su incumplimiento en contratos de opciones y futuros.

Dentro de este esquema la energía negociada en contratos no se tiene en cuenta

para la determinación del precio Spot. Sólo los excedentes o déficits resultantes del mercado de contratos son transados en el spot.

Todos los agentes con excedentes pueden ofertar en el spot (incluso los comercializadores).

En el mediano y largo plazo se propone un mecanismo de autodespacho, es decir que los contratos bilaterales sean despachados físicamente.

Este esquema de autodespacho funciona actualmente en el Reino Unido programándose millones de contratos en cada período de despacho.

De acuerdo con lo expresado por TERA, este esquema de contratos bilaterales respaldado con un esquema de márgenes y garantías financieras permitiría eliminar los niveles mínimos operativos

### **Cambios en el Esquema Institucional**

Se propuso la creación de una nueva empresa de servicios públicos con las funciones de Operador y Administrador del Mercado (NESP) y con nuevas funciones tales como: Seguimiento y vigilancia del Mercado, una instancia para arbitramento y conciliación y funciones regulatorias de detalle y centrar la actividad del regulador en la fijación del marco regulatorio de carácter más general. La Junta de este organismo sería conformada por cinco miembros

Se propone la creación de la función de supervisión y vigilancia al interior del NESP para que apoye la labor de la SSPD.

El regulador podría modificar cualquier decisión del Operador del Mercado que no se ajustara a la Ley o a la Regulación

En principio, se descarta la participación de “extraños al sector” en estos mercados (agentes especuladores). Pero queda abierta la posibilidad hacia el futuro. Esto quizá implique supervisión de autoridades financieras

Se propone incluir en los contratos de mandato las medidas necesarias para que la solución de conflictos se haga por la vía contractual (para agilizar las decisiones)

En principio, las transacciones se plantea que sean bilaterales. A mediano plazo se propone la creación de una Cámara de compensación (Funcionaría dentro del NESP)

La Cámara de compensación sería la contraparte de los contratos de futuros y

opciones y se encargaría de calcular las garantías financiera y los depósitos de margen

### Período de transición

Se transcribe un cuadro con un análisis del esquema de transición propuesto, del esquema inicial al esquema final (pure):

Characteristic	Pure	Initial	Reason for change
Estimation of demand	Voluntary defined by the agent	Force to buy. Three small increases of demand: 2, 3 y 5%. At the end of transition period 100%. Revised by NEESP	Selective disconnection of user is not available currently in the Colombian System
Type of contract	Option	Real option	Existing law requires reliability to be provided by the Government
Clearinghouse	Required	Bilateral contracts and NEESP as Manager of the margins funds	Organization and capital for the clearinghouse is not available yet
Premium cap	Not required	UPME will provide the last resort process and continuously evaluate market for issues related to market power abuse	Political and social climate could prevent of natural new projects price signal to exist. Market power and strategic actor behavior could lead to manipulated rents
Mínimos Operativos	Futures Market	Continue Mínimos Operativos	Currently, there is a lack to medium term market price signals. In addition, it is very difficult to establish futures contracts without a Clearinghouse

Firm energy	Declared Generator. Reviewed NEESP	by by	Penalty function	By controlling the slope of the function tolerance to the declared value can be managed. Infinite slope model a rigid limit defined by NEESP
Time horizon	5 years		2 years	Increase industry participant learning reduce probability of adverse outcomes during learning phase



## **ANEXO 3**

**ANALISIS DEL ESTUDIO DE TERA A REVISADO FRAMEWORK FOR THE CAPACITY CHARGE, MINIMOS OPERATIVOS AND RATIONING RULES IN COLOMBIA.**

**THIERRY DEFAUW**

**Julio de 2000**

## **CONTENIDO**

### **1. CONDICIONES PARA CREAR UNA BOLSA DE OPCIONES O FUTUROS EN COLOMBIA**

- A. Proyecto pequeño proporcional al tamaño del mercado colombiano
- B. Proyecto económico, financiable y ... rentable a largo plazo
- C. Proyecto que tome en cuenta la realidad, costumbres y necesidades del mercado colombiano
- D. Proyecto sencillo, realista y muy bien diseñado
- E. Proyecto equitativo para todos los participantes
- F. Conclusión

### **2. ASPECTOS A DEFINIR PARA CREAR UNA BOLSA DE OPCIONES O FUTUROS EN COLOMBIA**

- A. Estructura de la bolsa
- B. Presupuesto y financiación de la bolsa
- C. Funcionamiento de la bolsa
- D. Productos a negociar y mercado potencial
- E. Marco regulatorio, aspectos legales y contables
- F. Plan de desarrollo y cronograma detallado
- G. Desarrollo del software de administración de operaciones

### **3. ASPECTOS TOMADOS EN CUENTA EN LA PROPUESTA DE TERA**

- A. Estructura de la bolsa
- B. Presupuesto y financiación de la bolsa
- C. Funcionamiento de la bolsa
- D. Productos a negociar y mercado potencial
- E. Marco regulatorio, aspectos legales y contables
- F. Plan de desarrollo y cronograma detallado
- G. Desarrollo del software de administración

### **4. PROBLEMAS DEL PLANTEAMIENTO DE TERA**

- A. El proyecto de TERA pretende solucionar problemas no relacionados, ni compatibles con el objetivo de la bolsa

- B. Sistema de garantías de la bolsa
- C. Obligación de negociar en la bolsa de opciones
- D. Multas por incumplimiento además de la compensación financiera
- E. Volumen exagerado y falta de liquidez
- F. El diseño de los contratos no es óptimo
- G. Falta de capacitación y progresividad

## **5. OTROS ASPECTOS A ANALIZAR**

- A. Análisis del esquema de las subastas
- B. Análisis del esquema de compensación
- C. Análisis del esquema de garantía
- D. Interacción de los mercados
- E. Posibilidad de desarrollar un mercado de opciones y futuros en Colombia
- F. Viabilidad del proyecto de TERA
- G. Mejorías al proyecto de TERA

## **6. CONCLUSION**

## INTRODUCCION

El objetivo del presente estudio es analizar el documento "A revised framework for the capacity charge, mínimos operativos and rationing rules in Colombia" preparado por la compañía TERA, desde el punto de vista de la correcta implementación y funcionamiento de un mercado de opciones y futuros.

Los términos de referencia fueron los siguientes :

1. Características y condiciones teóricas y prácticas básicas requeridas para el funcionamiento de un mercado de opciones y de futuros de commodities.
2. Una comparación entre las características y condiciones identificadas en el punto anterior y la propuesta de TERA.
3. Un análisis de los esquemas de subasta propuesto por TERA.
4. Un análisis del papel asignado a la cámara de compensación.
5. Un análisis general de la interacción entre los diferentes mercados propuestos : Mercado de opciones, mercado secundario, mercado de futuros y mercado spot.
6. La visión del consultor con respecto a la viabilidad de la implementación de la propuesta y los pasos y plazos requeridos.
7. Posibles mejoras de tipo general a la propuesta de TERA.
8. Otros aspectos que el consultor considere relevantes.

Las condiciones y características para crear una bolsa de opciones o futuros en Colombia fueron desarrolladas en los capítulos "Condiciones para crear una bolsa de opciones o futuros en Colombia" y "Aspectos a definir para crear una bolsa de opciones o futuros en Colombia". Son comentarios generales provenientes de la experiencia del consultor en el tema de futuros o opciones en Colombia y en el exterior y de los proyectos que se hicieron o trataron de hacerse en América Latina. Ninguno de estos comentarios hace referencia la propuesta de TERA.

La comparación entre las condiciones definidas en los dos primeros capítulos y la

propuesta de TERA aparece en los capítulos "Aspectos tomados en cuenta en la propuesta de TERA" y "Problemas del planteamiento de TERA".

Los otros puntos a analizar están definidos en el capítulo "Otros aspectos a analizar". Con el objetivo de contestar de manera específica, clara y completa a cada una de las preguntas, en algunas partes fue necesario repetir temas tratados anteriormente.

## **1. CONDICIONES PARA CREAR UNA BOLSA DE OPCIONES O FUTUROS EN COLOMBIA**

Desde hace 7 años se esta hablando de crear un mercado de futuros y opciones en Colombia. Sin embargo, a pesar de haber contratado varios estudios y haber anunciado su próxima creación en varias oportunidades, no se ha concretado nada. Al analizar el porque de esta situación, encontramos que la principal razón es que siempre se quiso hacer un bolsa muy grande al estilo americano o europeo, con presupuestos de millones de dólares pero nunca hubo como financiarla y por lo tanto no se llevó a cabo.

En consecuencia, si el sector eléctrico desea tener su bolsa de opciones o futuros en un plazo razonable, es indispensable que tome en cuenta lo siguiente al momento de diseñar la bolsa :

### **A. Un proyecto pequeño proporcional al tamaño del mercado colombiano**

El mercado colombiano es muy pequeño en comparación con los grandes mercados internacionales. A título indicativo, el volumen negociado en los Estados Unidos en un día es igual al volumen negociado en Colombia en 30 años o más.

Por lo tanto, hay que ser realista. No se puede soñar con una bolsa muy grande, ni con negociar millones de contratos al año. La bolsa de opciones o de futuros colombiana deberá ser muy pequeña. Tratar de hacer una bolsa más grande no es realista y sólo trae como consecuencia el aplazamiento de su creación por falta de capital (Bolsa de Futuros Financieros en Colombia) o al fracaso financiero (Bolsa de Futuros de Río y de Caracas).

En conclusión, hay que hacer algo pequeño que funcione y que se pueda implementar rápidamente.

### **B. Un proyecto económico, financiable y ... rentable a largo plazo**

En los Estados Unidos o Europa, una bolsa puede costar decenas de millones de dólares pero se puede rentabilizar porque se negocian millones de contratos al año. En Colombia, según estimación del consultor, el volumen de contratos negociados durante los primeros años de funcionamiento no pasaría de 50 000 contratos al año para una bolsa financiera y de 10 000 contratos al año para una bolsa de energía. En consecuencia, sólo se puede hacer una bolsa pequeña y económica que se pueda financiar fácilmente y tener una buena rentabilidad para sus accionistas. Es importante que la bolsa sea capaz de autofinanciarse para evitar que sus miembros tengan que invertir dinero adicional cada año para su mantenimiento.

Para aprender de los errores de los demás, vale la pena mirar la experiencia de Venezuela. Hace 3 años, ese país decidió desarrollar una bolsa de futuros al estilo europeo. Gastó 5 millones de dólares para desarrollar una bolsa, comprando el programa de administración de la bolsa española que podía manejar 100 millones de contratos al año. Contrataron 23 empleados y a los seis meses de funcionamiento, el volumen de contrato negociado fue apenas de 60 contratos al día. No creo que el sector eléctrico desee tener una experiencia similar.

### **C. Un proyecto que tome en cuenta la realidad, costumbres y necesidades del**

Colombia no es igual a Estados Unidos o Europa. Por lo tanto, en vez de copiar lo que se hace en el exterior, hay que tener en cuenta las particularidades y costumbres colombianas al momento de diseñar la bolsa. La cultura y la capacitación en los temas de opciones y futuros es aún muy limitada en el país. La solidez financiera y el tamaño de las empresas colombianas son reducidas en comparación con las empresas americanas. Además, no hay costumbres legislativas sobre opciones o futuros, lo que aumenta el riesgo en caso de incumplimiento y obliga a tener más cuidado en prevenir los problemas potenciales. En consecuencia, si bien se puede inspirar en lo que se hace en el exterior para algunos aspectos, es indispensable adaptar el proyecto al tamaño y la situación colombiana.

### **D. Proyecto sencillo, realista y muy bien diseñado**

La falta de recursos, el bajo volumen de operaciones y el número reducido de participantes son sin dudas inconvenientes para la creación de una bolsa de opciones o futuros. Sin embargo, estas desventajas se pueden compensar con

más eficiencia y creatividad, desarrollando una bolsa de opciones o futuros bien diseñada que pueda funcionar en un ambiente tan complejo como el colombiano.

En conclusión, hay que buscar una solución colombiana para solucionar problemas colombianos sin tratar de copiar un modelo de bolsa del exterior.

### **E. Proyecto equitativo para todos los participantes**

Es importante desarrollar un proyecto que sea equitativo para todos los participantes del mercado. De lo contrario, el mercado no funcionará.

### **F. Conclusión**

Si se toma en cuenta todo lo anterior, no hay duda que se puede desarrollar rápidamente una pequeña bolsa de opciones que permita a los generadores y comercializadores del sector eléctrico cubrir los riesgos financieros de la volatilidad del precio de la energía en Colombia.

## **2. ASPECTOS A DEFINIR PARA CREAR UNA BOLSA DE OPCIONES O FUTUROS EN COLOMBIA**

Para poder desarrollar una bolsa de opciones o futuros, es indispensable definir con precisión los siguientes aspectos :

### **A. Estructura de la bolsa**

Para poder iniciar el desarrollo de una bolsa, es necesario tener una entidad jurídica. Igualmente hay que crear la cámara de compensación, que puede ser parte de la misma bolsa o funcionar como una entidad separada. También hay que definir quiénes serán los miembros de la bolsa y de la cámara de compensación. Existen varios esquemas. Los miembros pueden ser accionistas o simplemente afiliados. Habrá que definir si todos los participantes serán miembros de la cámara de compensación o únicamente los que tengan mayor solidez financiera. Además, hay que determinar si la bolsa estará reservada a los miembros del sector energético colombiano o si se abrirá a firmas comisionistas y especuladores. Por último hay que definir si la afiliación a la bolsa será voluntaria u obligatoria.

## **B. Presupuesto y financiación de la bolsa**

El aspecto financiero es fundamental para la creación de un bolsa de opciones o futuros. Sin dinero no se hace nada. Hay que definir si la bolsa debe ser rentable o si será subsidiada, y si fuera el caso, hasta que punto. Al hacer el presupuesto, hay que tomar en cuenta los gastos de creación y de operación. Del lado de los ingresos, se puede contar con los recursos de la venta de las acciones, afiliaciones, cuotas de mantenimiento y cobro de comisiones de negociación y compensación.

Adicionalmente hay que definir quién hará los aportes en el fondo de garantía de la cámara de compensación y cómo se administrarán los dineros depositados como garantías.

En esta parte, también es necesario determinar el volumen esperado de contratos negociados ya que tendrá su impacto sobre las finanzas de la bolsa.

## **C. Funcionamiento de la bolsa**

En este punto hay que definir el funcionamiento de la bolsa y escribir su reglamento. Los temas a tomar en consideración son los siguientes :

- **Aspectos operativos y organigrama de personal**

Es necesario determinar dónde la bolsa tendrá su sede social, cuántas personas se requieren para hacerla funcionar, quién hará las tareas administrativas y contables (empleados o subcontratación), cómo se conformará la Junta Directiva y los comités, cuál será el proceso de toma de decisiones, quién arbitrará en los desacuerdos, etc .... y todos los demás parámetros necesarios para el buen funcionamiento de la bolsa.

- **Negociación de los contratos**

Hay que definir si se hará una bolsa electrónica o presencial, cómo será el método de negociación, cual será el horario y la frecuencia de apertura de la bolsa, si habrá market makers (entidad que siempre estén dispuesta u obligado a comprar o vender por lo menos un contrato a cada precio que ofrece), cuáles serán las condiciones para serlo y toda una serie de detalles relacionados con la negociación de los contratos.



- **Sistema de valoración a precio de mercado**

Se debe determinar con claridad cómo se hará el proceso de valoración a precio de mercado para calcular los depósitos de margen. Cuál precio se tomará en consideración (último o promedio de x últimos), qué pasará si no hay operación o solo una operación entre empresas de un mismo grupo, etc ... Es importante tener todo esto bien claro para evitar malos entendidos y peleas más adelante.

- **Funcionamiento de la cámara de compensación**

Hay que definir como funcionará la cámara de compensación, quiénes serán sus miembros y bajo que condiciones, quién definirá los depósitos de margen mínimo y de mantenimiento, si habrá depósitos de margen menores para operaciones de cobertura, si se pondrá límite al número de contratos negociados, etc ...

- **Cobro y administración de los depósitos de margen**

Hay que definir quién se encargará de administrar los depósitos de margen, cómo se hará el cobro, en qué plazo, en efectivo o en títulos, qué rentabilidad se reconocerá a los miembros, dónde se invertirá el dinero, etc...

- **Qué hacer en caso de incumplimiento ?**

Es necesario definir un procedimiento de cumplimiento y prever las medidas a tomar en caso de incumplimiento (multas, liquidación automática de posiciones, expulsión, etc ...). Esta parte es muy importante para garantizar la seguridad de la bolsa y de sus miembros.

#### **D. Productos a negociar y mercado potencial**

Primero se debe definir si se hace una bolsa de opciones, de futuros o ambas. Después habría que determinar cuáles serían los contratos y sus características (productos, tamaños, vencimientos, plazos y precios de ejercicios para las opciones).

Es importante poder hacer una estimación del volumen esperado de negociación para poder dimensionar correctamente el tamaño de la bolsa.

## **E. Marco regulatorio, aspectos legales y contables**

Aunque en los últimos años se desarrolló una legislación para la creación de una bolsa de futuros y/o opciones en Colombia, es necesario estudiar con detalle lo que se puede hacer para evitar tener problemas más adelante.

La legislación actual fue hecha para crear una bolsa de futuros financieros. Qué tan aplicable es para el sector eléctrico ? También hay que determinar cuál será el papel de la CREG y del Ministerio de Minas en este asunto.

Además, hay que definir cuál será el manejo fiscal y contable de estas operaciones. Aquí vale la pena recordar que la Superbancaria frenó considerablemente el desarrollo de las opciones en el mercado interbancario imponiendo una legislación contable demasiado restrictiva, al mismo tiempo que favoreció el desarrollo descontrolado del mercado de peso/dólar gracias a la ausencia total de criterios mínimos de buena administración de riesgo.

Otro problema legal fue el que tuvo la Bolsa de Bogotá con la implementación de su sistema de negociación electrónica de acciones. Después de unos meses de funcionamiento debieron regresar a la rueda tradicional en la Bolsa por orden de la Supervalores.

En conclusión, es importante tener luz verde en todos los aspectos legales, fiscales y contables para evitar tener que parar el proyecto en plena ejecución.

## **F. Plan de desarrollo y cronograma detallado**

De manera general, las principales etapas para la creación de una bolsa de opciones o futuros son las siguientes :

- Conseguir los miembros.
- Conseguir el aporte financiero.
- Crear la sociedad "Bolsa de opciones o futuros".
- Solucionar los problemas legales, contables y fiscales.
- Implementar la bolsa (reglamento, funcionamiento, etc ...).
- Capacitar a los participantes y empleados de la bolsa.
- Promocionar la bolsa si se aceptan miembros externos al gremio.
- Contratar el personal de la bolsa.

El proceso de creación de una bolsa de opciones de energía se puede demorar 6 meses si se ha definido previamente los parámetros principales de su funcionamiento, si sólo se aceptan miembros del gremio (al aceptar otros participantes, se complica el desarrollo del programa de administración de la bolsa y sería necesario promocionar el mercado) y si se consiguen los aportes financieros durante el primer mes. De lo contrario, puede demorarse mucho más tiempo.

### **G. Desarrollo del software de administración de operaciones**

El desarrollo (o adaptación) del software de administración de las operaciones que se negociarán en la bolsa es la parte clave y la más demorada en la creación de una bolsa de opciones o futuros. Sin software la bolsa no funcionará.

Teniendo en cuenta el tamaño de la bolsa que se propone hacer y las características del mercado colombiano, lo mejor sería desarrollar el programa en Colombia. Hay tres etapas :

- **El diseño** que consiste en definir lo que el programa tiene que hacer y las fórmulas de cálculo para hacerlo.
- **El desarrollo**, es decir la programación del software. Es importante que sea sencillo, fácil de usar y eficiente.
- **Las pruebas**, para evitar malas sorpresas cuando se inicia la bolsa. Es indispensable probar varias veces todos los parámetros del programa. Es sumamente difícil y arriesgado tener que modificar o arreglar el software una vez que se inicia la bolsa porque los participantes exigirán recibir su situación de cuenta inmediatamente. Un programa mal hecho puede significar el fracaso de la bolsa.

Otra alternativa es comprar el software en el exterior pero sería muy costoso (varios millones de dólares) y el programa sería sobredimensionado.

El problema del software se puede complicar aún más cuando la negociación se hace por medio de un sistema electrónico porque hay que integrar el software de administración de la bolsa con el sistema de negociación electrónica.

## **3. ASPECTOS TOMADOS EN CUENTA EN LA PROPUESTA DE TERA**

El problema para desarrollar este capítulo fue que no se sabía cuál era el alcance de la propuesta de TERA. Lo curioso es que desarrollaron algunos puntos hasta el último detalle pero no contemplaron casi ninguno de los principales parámetros para crear la bolsa de opciones o futuros. Además presentaron un cronograma de operación en el cual prevén el inicio de la bolsa de opciones en Noviembre del 2000 es decir 6 meses después de haber entregado su propuesta sin haber aclarado los puntos fundamentales de la creación de la bolsa.

En todo caso, para poder desarrollar la bolsa, es necesario definir o aclarar los siguientes puntos que no fueron incluidos en el estudio de TERA.

#### **A. Estructura de la bolsa**

Hay que definir el estatuto jurídico de la bolsa y de la cámara de compensación. Determinar quiénes serían los miembros, si habrían diferentes categorías de miembros, cuáles serían los criterios de selección? Si la participación sería voluntaria u obligatoria. Aquí hay que destacar que algunos participantes no tienen la solidez financiera para ser miembros de la cámara de compensación. Qué pasará con ellos?

#### **B. Presupuesto y financiación de la bolsa**

Es indispensable definir el presupuesto de creación y funcionamiento de la bolsa así como su mecanismo de funcionamiento. Cuánto costará? 500 000 de dólares, 5 millones de dólares? Quién pagará? Si la participación es obligatoria, es probable que todos los participantes deban pagar. Es obvio que algunas empresas no tendrán dinero para financiar la bolsa. En este caso, quién pagará?

#### **C. Funcionamiento de la bolsa**

Solo se tocó el tema del sistema de negociación, pero no se estudiaron otros temas fundamentales del funcionamiento de la bolsa (cámara de compensación, sistema de garantías ...). Mientras no se aclaren estos temas de manera satisfactoria, el proyecto no podrá avanzar.

#### **D. Productos a negociar y mercado potencial**

El contrato propuesto por TERA (1 MWH durante un período a determinar) no es lo más adecuado porque no es representativo de la distribución diaria del consumo colombiano y en consecuencia no ofrece un mecanismo de cobertura óptimo porque implica cubrir la misma cantidad de MWH en el horario de las 3 a las 4 de la mañana donde el consumo es muy bajo que en el horario de las 9 a las 10 de la noche donde el consumo es alto.

TERA no hace ninguna estimación del volumen potencial en número de contratos. Sin embargo, por el planteamiento que hace, se puede concluir que TERA considera que el volumen de negociación será importante. De acuerdo con análisis del consultor, el número de contratos no superará los 10 000 anuales, lo cual sólo permite hacer una bolsa muy pequeña. Por lo tanto, copiar modelos de bolsas internacionales donde se negocian millones de contratos al año no tiene mucho sentido.

#### **E. Marco regulatorio, aspectos legales y contables**

A pesar de ser un tema indispensable para desarrollar una bolsa de opciones o futuros en Colombia, en la propuesta de TERA solo se mencionó que estudiará la parte legal, contable y fiscal más adelante. De pronto, habría sido mejor investigar primero lo que se puede hacer.

Hay que tomar en cuenta que sin claridad sobre estos temas, no se podrá desarrollar la bolsa sin correr el riesgo de quedar parada por razones legales en pleno desarrollo de la bolsa o de tener que hacer marcha atrás una vez iniciado el proyecto. Este fue lo que sucedió con el sistema de negociación electrónica de acciones de la Bolsa de Bogotá. Después de unos meses de funcionamiento debieron regresar a la rueda tradicional en la Bolsa por orden de la Supervalores. Algo similar ocurrió cuando la Superbancaria que frenó considerablemente el desarrollo de las opciones en el mercado interbancario imponiendo una legislación contable demasiado restrictiva, al mismo tiempo que favoreció el desarrollo descontrolado del mercado de peso/dólar gracias a la ausencia total de criterios mínimos de buena administración de riesgo.

#### **F. Plan de desarrollo y cronograma detallado**

El cronograma propuesto por TERA no es lo suficientemente completo como para iniciar la bolsa en Noviembre del 2000 como se ha propuesto. Por lo tanto, no será fácil cumplir con el plazo previsto.

#### **G. Desarrollo del software de administración**

A pesar de ser uno de los aspectos clave de la creación de la bolsa de opciones o futuros, no se mencionó nada sobre el programa de administración de las operaciones, ni sobre el sistema (software) de negociación electrónico. Piensan desarrollarlos en Colombia ó comprarlos en el exterior ? Cuánto valen ? Quién tiene un programa para administrar la bolsa que no sea sobredimensionado ?

Desarrollar y probar un nuevo programa se demora varios meses. Aún la adaptación y prueba de un programa existente requiere meses de trabajo.

#### **4. PROBLEMAS DEL PLANTEAMIENTO DE TERA**

##### **A. El proyecto de TERA pretende solucionar problemas no relacionados, ni compatibles con el objetivo de la bolsa**

Este punto es particularmente importante ya que hay mucha confusión y las opiniones son muy divididas al respecto.

**Una bolsa de opciones tiene como único propósito proveer mecanismos de cobertura de riesgos para los participantes del mercado. El objetivo es puramente financiero y busca estabilizar los precios de compra o venta a título individual.**

A pesar de las esperanzas de algunos, no es realista pensar que una bolsa de opciones pueda además :

- **Reemplazar el cargo por capacidad**

Si se quiere cambiar el actual cargo por capacidad, está bien, pero hay que ser consciente de que el mercado de opciones como lo propone TERA no lo reemplazará y no dará una compensación equivalente para quien lo pierda.

Analizamos las diferencias :

Actualmente, el cargo por capacidad es un dinero que reciben los generadores para mantener su unidad de producción en estado de funcionamiento pa-

ra cumplir con una oferta en caso de necesidad. Con este pago reciben un ingreso fijo mensual sin perder la oportunidad de recibir un ingreso muy alto cuando los precios suben por causa del fenómeno del Niño.

**Con la bolsa de opciones, al vender opciones de compra, los generadores cambian ingresos excepcionales (cuando hay escasez) por un pequeño ingreso fijo mensual, pero no recibirán ambos como en el caso de cargo por capacidad.**

La bolsa de opciones sólo permitirá repartir mejor los ingresos en el tiempo pero no entrega dinero (cualquier ganancia que pueda obtener un participante será a costo de los demás participantes), mientras que el sistema de cargo por capacidad si entrega dinero.

**Algunas personas piensan que el mercado de opciones reemplazará el cargo por capacidad porque suponen que el precio de la opciones incluirá el valor actual del cargo por capacidad. Es muy relativo y solo ocurrirá en el mejor de los casos. La verdad es que el precio de la opción lo definirá el mercado y en consecuencia la inclusión del cargo por capacidad en el precio de las opciones se volverá voluntario con los riesgos que esto implica para los que esperan recibirlo. Por lo tanto es muy probable que al principio, el precio de la opción sólo incluirá una parte del cargo por capacidad y con el tiempo éste desaparecerá totalmente.**

En consecuencia, no hay duda que la bolsa de opciones puede ser muy útil como mecanismo de cobertura, pero no dará la compensación esperada a quienes pierden el cargo por capacidad y por lo tanto no lo puede reemplazar.

- **Asegurar suministro de energía o ventas en el futuro**

En relación con este punto, me parece que falta claridad sobre lo que es una opción de compra. Por lo tanto quiero aclarar el concepto :

Una opción de compra es un contrato entre un comprador y un vendedor en el cual el comprador paga una prima para tener el derecho (pero no la obligación) de comprar un producto a un precio determinado hasta el vencimiento del contrato y el vendedor recibe la prima contra la obligación de vender dicho producto en las condiciones determinadas hasta el vencimiento del contrato siempre y cuando el comprador de la opción lo exija.

**En consecuencia, de ninguna manera el vendedor de una opción tiene una venta asegurada porque el comprador sólo usará su opción si el precio del mercado está por encima del precio de ejercicio (precio al cual su opción le permite comprar). Esto quiere decir que el vendedor siempre venderá el producto en condiciones desfavorables (por debajo del precio de mercado) o no venderá nada.**

Por ejemplo, si un comprador paga una prima de 5 pesos para comprar 1 MWH de energía a 50 pesos en cualquier momento en los próximos dos años, esto implica que :

Si el precio está por debajo de 50 pesos, el comprador no hará uso de su derecho, es decir que no comprará energía al vendedor de la opción. El único beneficio del vendedor fue el de haber recibido los 5 pesos del comprador.

Por ejemplo, si el precio cae a 25 pesos, el comprador comprará su energía con cualquier vendedor y tendrá un sobrecosto (prima de seguro) de 5 pesos, es decir que su costo total será de 30 pesos. De otro lado, el vendedor de la opción, no venderá la energía a 50 pesos sino al precio de mercado, en este caso 25 pesos pero tendrá un ingreso adicional de 5 pesos para haber vendido la opción.

Si el precio está por encima de 50 pesos, el vendedor está asegurado (y obligado) de vender a 55 pesos (50 pesos + la prima de 5 pesos) aún si el mercado sube a 250 pesos.

En conclusión, el vendedor de una opción sólo vende a un precio desfavorable porque cuando la situación es favorable para él, **el comprador no ejerce su opción y el vendedor no vende nada.**

- **Financiar la creación de nuevas unidades de producción**

Algunos piensan que el hecho de recibir las primas de las opciones permite tener un ingreso fijo para financiar la creación de nuevas unidades de producción. Como se evaluó anteriormente, este mercado de opciones reducirá parcialmente o totalmente el cargo por capacidad y en consecuencia se está desmotivando la creación de nuevas unidades de producción.

Además, pensar que, en el caso hipotético que el precio de las opciones sea alto, atraerá automáticamente nuevos generadores es muy optimista porque



en la circunstancias actuales del país se necesita más que un precio alto para iniciar la construcción de una nueva central. **Sin contar que el precio de las opciones tenderá a disminuir con el tiempo porque incluirá una parte cada vez menor del cargo por capacidad.**

- **Dar confiabilidad al mercado**

El mercado de opciones no dará más confiabilidad de entrega que el sistema actual. El hecho de tener un contrato no asegura la entrega porque si no hay suficiente energía para entregar, habrá racionamiento para todos los participantes que tengan o no opciones.

De otro lado, si se quiere asegurar la confiabilidad a título individual, se podrían negociar opciones de confiabilidad en la bolsa pero sería necesario cancelar el concepto de socialización del racionamiento. **En este caso habría una bolsa que permita negociar opciones tradicionales para cubrir el riesgo financiero y opciones de confiabilidad para asegurar la entrega de la energía contratada.**

- **Estabilizar los precios de mercado en general**

La bolsa de opciones no permite estabilizar los precios de la energía. Con o sin bolsa, si hay escasez, el precio subirá. Lo único que ofrece la bolsa es la oportunidad a título individual de estabilizar sus flujos de ingresos o gastos y una posibilidad de ganancia o pérdida adicional según su capacidad de predicción y fijación de precio.

- **Ayudar a formar precios en el mercado spot**

Es el mercado spot y las expectativas que determinan el precio futuro y no lo contrario. En consecuencia, la bolsa de opciones no solucionará el problema del precio spot. Sin embargo, para que la bolsa de opciones sea más exitosa, sería bueno encontrar un mecanismo para mejorar la formación y la coherencia del precio spot.

### **Conclusión :**

Al tratar de estructurar la bolsa para cumplir objetivos que no son los de una bolsa de opciones, se compromete su viabilidad y en consecuencia su objetivo prin-

cial que es la cobertura de riesgo. Además, lo anterior demuestra claramente que tampoco solucionará los problemas que pretende solucionar pero si traerá una serie de problemas como por ejemplo la obligación de negociar y las multas por incumplimiento. Por lo tanto, sería mejor solucionar estos problemas sin recurrir al mercado de opciones.

A pesar de lo anterior, sería muy útil crear una pequeña bolsa de opciones para proveer un mecanismo de cobertura de las fluctuaciones de precios del mercado de energía en Colombia.

## **B. Sistema de garantías de la bolsa**

El proyecto de TERA obliga a las empresas a comprar el 100 % de su demanda de los próximos 5 años, con un depósito de garantía del 10 %. Esto implica que las empresas deberán inmovilizar el equivalente al 50 % de sus compras o ventas anuales. Es totalmente imposible hasta para las empresas más sólidas.

TERA plantea que la CREG o el Ministerio de Minas podrían prestar dinero a las empresas más débiles para que puedan hacer los depósitos de margen. No es una buena solución porque no sería equitativo prestar sólo a algunos y no a todos. Además para hacerlo se requeriría sumas enormes.

Otro problema es que una de las principales características de una bolsa de opciones o futuros es la obligación de pagar diariamente las pérdidas de sus posiciones abiertas. Esto implica entre otras cosas que cuando los precios suben por escasez, los generadores deberán pagar diariamente la diferencia entre el precio actual del mercado y el precio de venta del contrato aún cuando tengan el producto para entregarlo.

Por ejemplo, si un generador vende un contrato de energía a 30 dólares por MWH y que el precio sube a 120 dólares, deberá cancelar al comprador 90 dólares por cada MWH que tiene el contrato de opción aún si está en capacidad de entregar el producto al vencimiento del contrato a un costo de producción muy bajo. Ninguna empresa del sector energético colombiano tiene los recursos financieros para hacerlo con un número importante de contratos.

Cuando se combina el problema del depósito de margen con la obligación de pagar diariamente las pérdidas y el hecho de obligar a negociar el 100 % de la demanda para los próximos años, es claro que el esquema tradicional de garantía que se usa en todas las bolsas del mundo no funcionará, ni siquiera si el

gobierno está dispuesto a ayudar en el financiamiento. Qué propone TERA al respecto ?

Aquí es importante aclarar que en la propuesta de TERA, todos los participantes corren riesgos de incumplimiento. El comprador, que pagó su prima mensualmente durante varios años corre el riesgo de no recibir la energía o la compensación financiera cuando el precio se dispara, y el vendedor corre el riesgo que una vez termina el fenómeno del Niño, el comprador no siga pagando la prima mensual convenida. Si el operación se hizo por bolsa, habría una socialización de las pérdidas. Están dispuestas las empresas más sólidas del sector a correr el riesgo de pagar por el incumplimiento de los más débiles ?

### **Conclusión :**

En el esquema propuesto por TERA será imposible tener algún sistema de garantías para los participantes. Quién estará dispuesto a aceptar el esquema de TERA sin garantías de cumplimiento ? Estaría dispuesto el gobierno a pagar las pérdidas por incumplimiento de un participante que fue obligado a negociar ?

### **C. Obligación de negociar en la bolsa de opciones**

El hecho de obligar a negociar trae muchas consecuencias graves que no se contemplaron en el estudio pero que se verán reflejadas en los problemas definidos en este capítulo.

Entre otros aspectos a considerar : Cómo se piensa obligar ? Qué pasa si alguien no quiere o no puede negociar ? Qué pasa si algunos participantes no tienen dinero para pagar la prima de las opciones o hacer el depósito de margen ? Qué pasa si no hay acuerdo de precio entre vendedores y compradores ? La CREG interviene ? Fija el precio ?

**Además, al obligar a los participantes a negociar, se cambia totalmente el concepto y el objetivo de una bolsa de opciones donde cada participante debe tener el derecho de negociar lo que quiere, en la cantidad que quiere y al precio que quiere.**

### **D. Multas por incumplimiento además de la compensación financiera**

La obligación de negociar, más las multas por incumplimiento pueden traer las siguientes consecuencias :

- Si los comercializadores están obligados a comprar, se supone que los generadores deben vender. Si aparece el fenómeno del Niño, no podrán cumplir con la entrega y tendrán multas. En consecuencia, sería lógico que los generadores sólo se comprometan vendiendo una parte de su producción. Que pasaría si esta cantidad no es suficiente para que los compradores puedan comprar el 100 % de su demanda ? Es probable que la CREG o el Ministerio de Minas obliga los generadores a vender. Que pasaría entonces con la multa en caso de incumplimiento ?
- Qué pasa si la CREG o el Ministerio de Minas prohíbe usar el agua almacenada por algunos generadores ?
- Qué pasa en caso de problemas técnicos externos que no permitan la entrega ?

En consecuencia, la obligación de negociar trae graves consecuencias. Por lo tanto sería mejor establecer un cumplimiento financiero sin multas, dejando a los participantes la alternativa de entrega física si ambos lo desean.

### **E. Volumen exagerado y falta de liquidez**

Aunque el proyecto no evalúa el número de contratos que se negociarían en la bolsa de opciones, muchos aspectos de la propuesta de TERA se basan en volúmenes de negocio exagerados. Por ejemplo :

- Es totalmente irrealista pensar que los grandes especuladores internacionales (Morgan Stanley, etc...) estarán interesados en participar en este mercado. Al no participar, el volumen previsto por TERA se reducirá substancialmente.
- El sistema de subasta previsto está claramente diseñado para un volumen grande de operaciones que nunca se van a dar.
- El horario de negociación de 6 horas y media diaria (copiado de la bolsa de valores de Nueva York) es totalmente irrealista. Qué harán los participantes durante tanto tiempo ? A título indicativo, la Bolsa de Bogotá sólo esta abierta dos horas al día y el mercado interbancario colombiano cuatro horas diarias.

Sería interesante conocer cuál es la estimación de TERA en cuanto al volumen de contrato que se negociarán en la bolsa de opciones que propone implementar.

Hay que ser realista, en Colombia solo cabe una bolsa muy pequeña con un presupuesto muy pequeño y gastos de funcionamiento mínimos. Al soñar con un volumen de negocios exagerado, se arriesga la creación de la bolsa porque los costos serán demasiado grandes para iniciar el proyecto, o más grave aún, se podría repetir la experiencia fracasada de la bolsa de futuros de Venezuela o de Río.

Otro inconveniente **es el gran número de precios de ejercicios de las opciones propuestas por TERA. Si los precios de ejercicios de las opciones se incrementan de uno en uno como lo propone TERA, tendríamos decenas de contratos diferentes, lo que traerá una división del volumen entre las diferentes alternativas, lo cual se traducirá en iliquidez del mercado.**

Para tener éxito, hay que ser realista y crear una bolsa pequeña, concentrando el volumen de negociación en pocos contratos y en ruedas cortas de manera que se pueda tener la atención y dedicación de todos los participantes.

#### **F. El diseño de los contratos no es óptimo**

Parte importante del éxito de una bolsa de opciones es el diseño de los contratos.

El contrato propuesto por TERA, de 1 MWH durante un período a determinar, no es conveniente porque 1 MWH durante 24 horas no es representativo del consumo del mercado colombiano y en consecuencia no ofrece oportunidad de cobertura óptima. Además implica que por cada MWH que se quiere cubrir en hora pico, habrá que comprar otros MWH que no se necesitan.

En consecuencia, sería mejor diseñar un contrato de por ejemplo 5 000 MWH que se reparten proporcionalmente al consumo promedio de cada hora del día. De esta manera se comprarán más MWH en horas pico y menos en horas de bajo consumo. En este punto, lo importante es la distribución de los MWH en el día y no el tamaño del contrato que muy bien podría ser de 1000 o 10 000 MWH.

#### **G. Falta de capacitación y progresividad**

El sector eléctrico no está capacitado para iniciar la negociación de opciones a

largo plazo en el mes de noviembre del 2000 porque :

- Es muy difícil poner precio a estas opciones (el precio teórico no es necesariamente igual al precio de bolsa).
- Nadie sabe que pasará en la práctica con el precio spot de la energía una vez se reemplaza el cargo por capacidad por el mercado de opciones.
- Por la obligación de negociar un volumen mínimo, los participantes deberán asumir riesgos enormes en caso de equivocarse en el precio o en sus estimaciones, lo cual es probable que suceda al principio.
- Por la duración de las opciones, el impacto de un error en el precio puede ser enorme.

En consecuencia, para limitar el riesgo, sería mucho mejor empezar progresivamente (después de varios meses de simulaciones o juego de bolsa) y de manera voluntaria. Además, como el aprendizaje se hace con la práctica, debería haber una subasta semanal o quincenal, y no dos veces al año como lo plantea TERA

Otro problema potencial, es el hecho que el mercado secundario no tendrá liquidez y por lo tanto no se podrán rectificar fácilmente los errores ni aprender con la práctica. Esta afirmación se basa sobre el hecho que un mercado secundario es por naturaleza informal y no favorece el negocio en un mercado pequeño.

## **5. OTROS ASPECTOS A ANALIZAR**

### **A. Análisis del esquema de las subastas**

El sistema es un poco complicado y supone un volumen de transacciones importante que no existe. No es realista esperar la participación de especuladores o de grandes firmas comisionistas extranjeras.

Un sistema de negociación electrónico no es conveniente cuando no hay mucho volumen porque no promueven las operaciones y hace correr el riesgo que los participantes se queden con un precio de compra muy bajo y un precio de venta muy alto, terminando la rueda sin negociar nada. Un sistema presencial es mucho más eficiente porque con un buen animador de mercado, se pueden promover las negociaciones y aumentar de manera importante el número de

contratos negociados. Con este sistema, es clave el papel del animador de rueda quien deberá motivar a los vendedores a vender más barato y a los compradores a comprar más caro de manera que pueda conciliar los intereses de cada uno.

Otro error es el horario de la bolsa que propone TERA (6 horas y media al día). Como no hay mucho volumen, hay que concentrarlo en poco tiempo de negociación (una rueda semanal de 2 horas) y pocos contratos disponibles. De lo contrario, los participantes solo vendrán una o dos horas por rueda y el volumen de negocio bajará porque nunca estarán todos los participantes al mismo tiempo en la rueda.

No veo porque TERA quiere que las operaciones sean anónimas. Esto implica un sistema de negociación electrónico que no promueve el volumen de contrato y además es técnicamente más complicado de implementar.

## **B. Análisis del esquema de compensación**

La propuesta de TERA no definió nada en relación con la cámara de compensación :

- Quién invierte, cuánto cuesta ?
- Cómo funciona ?
- Quiénes serían los miembros ?
- Cómo asegurar la solidez y el cumplimiento ?

Tampoco explicó como valorar diariamente a precio de mercado si sólo hay dos subastas al año y un mercado secundario débil o inexistente.

## **C. Análisis del esquema de garantía**

Ya hemos visto en el capítulo anterior que no habría ningún esquema de garantía compatible con la propuesta de TERA. Están dispuestos los participantes del mercado energético colombiano a entrar en una bolsa de opciones sin garantías ?

Es más, teniendo en cuenta lo anterior, hay que preguntarse si se puede hacer una bolsa de opciones o futuros en Colombia.

Si se tienen en cuenta los parámetros internacionales, no sería factible ni la bolsa

de opciones, ni la bolsa de futuros. Sin embargo, tomando distancia sobre el esquema internacional, se podría pensar en una bolsa de opciones que tengan las siguientes características :

- Para los compradores de opciones no hay problema porque lo máximo que pueden perder es la prima que pagan al inicio de la operación (siempre y cuando se pague al inicio y no mensualmente como lo propone TERA).
- Para los vendedores, es más complicados porque ellos si tienen un riesgo y en teoría deberían hacer un depósito de margen y pagar sus pérdidas diariamente. Sin embargo, para que la bolsa pueda funcionar en Colombia, se podría autorizar la venta por parte de generadores con fin de cobertura sin depósito de margen, ni pago de las pérdidas hasta un nivel que la bolsa considere seguro que los generadores puedan cumplir en el peor de los casos. Más allá de este nivel o para especulación habría que hacer el depósito de margen y pagar las pérdidas diarias.

Este sistema no sería tan seguro como en los mercados internacionales, pero si se administra con rigor debería funcionar. Obviamente implica una participación voluntaria a la bolsa.

La creación de una bolsa de futuros sería mucho más complicada porque todos los participantes tienen riesgos de pérdidas importantes.

#### **D. Interacción de los mercados**

Una bolsa de opciones es una alternativa adicional de administración de riesgo para los participantes del mercado. Lo ideal es combinar las diferentes alternativas (spot, contratos a plazos, opciones ...) para diversificar sus riesgos y administrar sus recursos de manera más eficiente.

En consecuencia, estos mercados deben convivir juntos y se complementan el uno al otro. Sin embargo hay que ser consciente de que son sustituibles entre sí y por lo tanto habrá una división del volumen de contratos entre estos diferentes mercados. Hay que tenerlo en cuenta en las estimaciones de volumen.

Para que una bolsa de opciones sea más exitosa, es importante fortalecer la formación y coherencia del precio spot porque este sirve de referencia para la compensación financiera de los contratos de opciones.



## **E. Posibilidad de desarrollar un mercado de opciones y futuros en Colombia**

La creación de una bolsa de opciones en Colombia es deseable y útil para que los participantes del mercado puedan contar con una herramienta nueva para cubrir sus riesgos Sin ninguna duda, se puede desarrollar en Colombia siempre y cuando haya :

- Muchas ganas de hacerla.
- Dinero para financiarla.
- Un proyecto concreto, serio, bien planteado y equitativo para todos.
- Una solución satisfactoria al problema de garantía.
- Un consenso entre los principales participantes sobre lo que se quiere hacer.
- Decisión para iniciar el proyecto.

Una vez se tenga todo lo anterior, una bolsa pequeña se puede desarrollar en un plazo de seis meses siempre y cuando no haya impedimento legal para su desarrollo.

Ya hemos visto anteriormente que la creación de una bolsa de futuros de energía en Colombia sería muy complicada en las condiciones actuales debido a la volatilidad extrema de los precios y a la falta de solidez financiera de buena parte de los participantes potenciales de la bolsa.

## **F. Viabilidad del proyecto de TERA**

En mi concepto, el proyecto de TERA no es viable porque :

- No definió los principales parámetros indispensable para la creación de una bolsa de futuros (cámara de compensación, presupuesto, financiación, software...).
- Al buscar solucionar otros problemas no relacionados con el objetivo de una bolsa de opciones se compromete su viabilidad.
- El esquema de TERA no es compatible con ningún sistema de garantías de

las operaciones.

- Obligar a negociar trae muchas consecuencias potencialmente desfavorables o peligrosas.
- Los contratos no están bien diseñados.
- La bolsa esta diseñada para el exterior y no para Colombia (volumen, horario y sistema de negociación, participación ...).
- El plazo para iniciar la bolsa no es realista.

Para que sea viable, TERA debería hacer el estudio para determinar el funcionamiento de la bolsa, adaptarla al tamaño y la realidad colombiana, limitarse a proveer un mecanismo de cobertura financiera sin buscar solucionar otros problemas, cambiar el diseño de los contratos y dejar libre a cada participante de hacer las operaciones que quiere sin ninguna obligación. Teniendo en cuenta lo anterior, dudo mucho que la bolsa se pueda iniciar en buenas condiciones en el mes de noviembre del 2000.

### **G. Mejorías al proyecto de TERA**

El principal problema del estudio de TERA es que no definieron ninguno de los parámetros indispensables para la creación de la bolsa de opciones o futuros en Colombia, como por ejemplo :

- El funcionamiento de la cámara de compensación
- El sistema de garantías
- El software de negociación y administración
- El presupuesto de creación y operación
- La financiación y repartición de gastos

Además, para que la bolsa sea exitosa, es necesario corregir los errores conceptuales que se mencionaron en el capítulo anterior y diseñarla para proveer mecanismos de cobertura de riesgos y no para buscar soluciones a otros problemas no relacionados ni compatibles con el objetivo de la bolsa (carga por capacidad, incentivar la construcción de nuevas unidades de producción ...). En conclusión, el estudio está por hacerse.

## **6. CONCLUSION**

A pesar de que el proyecto de TERA está diseñado para reemplazar el cargo por capacidad, reducir la incertidumbre del mercado, disminuir los riesgos e incentivar la creación de una nueva unidad de producción ... podría suceder todo lo contrario, es decir la cancelación del cargo por capacidad sin o con poca compensación, la creación de nuevas incertidumbres (qué pasará con el precio de la energía después de reemplazar el cargo por capacidad ?), un mayor riesgo por la obligación de negociar las opciones y la desestimulación a la inversión por quitar el cargo por capacidad.

Además, por cambiar prácticamente todo los parámetros internacionales de una bolsa de opciones, esta bolsa ni siquiera servirá para cubrir el riesgo de fluctuación de precio del mercado de la energía eléctrica en Colombia.

Por lo tanto me parece que el proyecto planteado por TERA no soluciona de ninguna manera los problemas actuales que tiene el sector eléctrico colombiano y solo traerá inconvenientes y costos para sus miembros.

En consecuencia, como queda ampliamente demostrado que un bolsa de opciones solo sirve para solucionar el problema de las fluctuaciones excesivas de la electricidad en Colombia, el sector eléctrico debe buscar solucionar sus otros problemas con soluciones específicas al sector eléctrico.

Sin embargo, sería importante seguir con la idea de desarrollar una pequeña bolsa de opciones con participación voluntaria que permita cubrir los riesgos de fluctuaciones de precios, que constituyen uno de los principales problemas del sector eléctrico y que podría solucionarse fácilmente y con costos mínimos en un plazo no mayor a un año si se actúa rápidamente.

## ANEXO 4

### **RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN REALIZADA POR LAS FIRMAS MERCADOS ENERGÉTICOS, POWER SYSTEMS RESEARCH PSR Y RCM “COMPUTER-BASED SIMULATION OF AUCTIONS OF OPTION CONTRACTS AND OF FUTURES CONTRACTS IN THE COLOMBIAN WHOLESALE ELECTRICITY MARKET “**

Objetivos planteados

Analizar la factibilidad de implementar en forma completa la propuesta de TERA, de forma tal que cumpla con la estrategia propuesta.

El cargo de capacidad se reestructura como opciones sobre energía firme.

Se desarrolló un mercado de forwards y/o futuros para manejar riesgos con instrumentos de precio fijo.

Lograr por estos medios mejoras en la confiabilidad del sistema.

Identificar los temas que no pueden resolverse con el enfoque desarrollado y proponer soluciones.

Una vez aceptada una de la soluciones propuestas, proceder a la simulación.

Como establecer los precios de ejercicio de las opciones con las particularidades del mercado eléctrico.

#### **Las principales conclusiones que condujeron al desarrollo del Modelo de Simulación fueron:**

- La Fórmula de Black and Sholes, usada para valorar derivados financieros no es aplicable en el caso de la energía eléctrica por la no almacenabilidad de la electricidad.
- La aproximación EPRI de usar información sobre futuros para estimar el riesgo implícito del mercado SPOT no se puede usar porque no hay información que pueda servir. Se requieren proyecciones del precio SPOT,
- No se establecieron pautas para evaluar la volatilidad

- Uso de resultados de las simulaciones. Factible pero hay limitaciones para estimar la volatilidad con todos sus componentes.

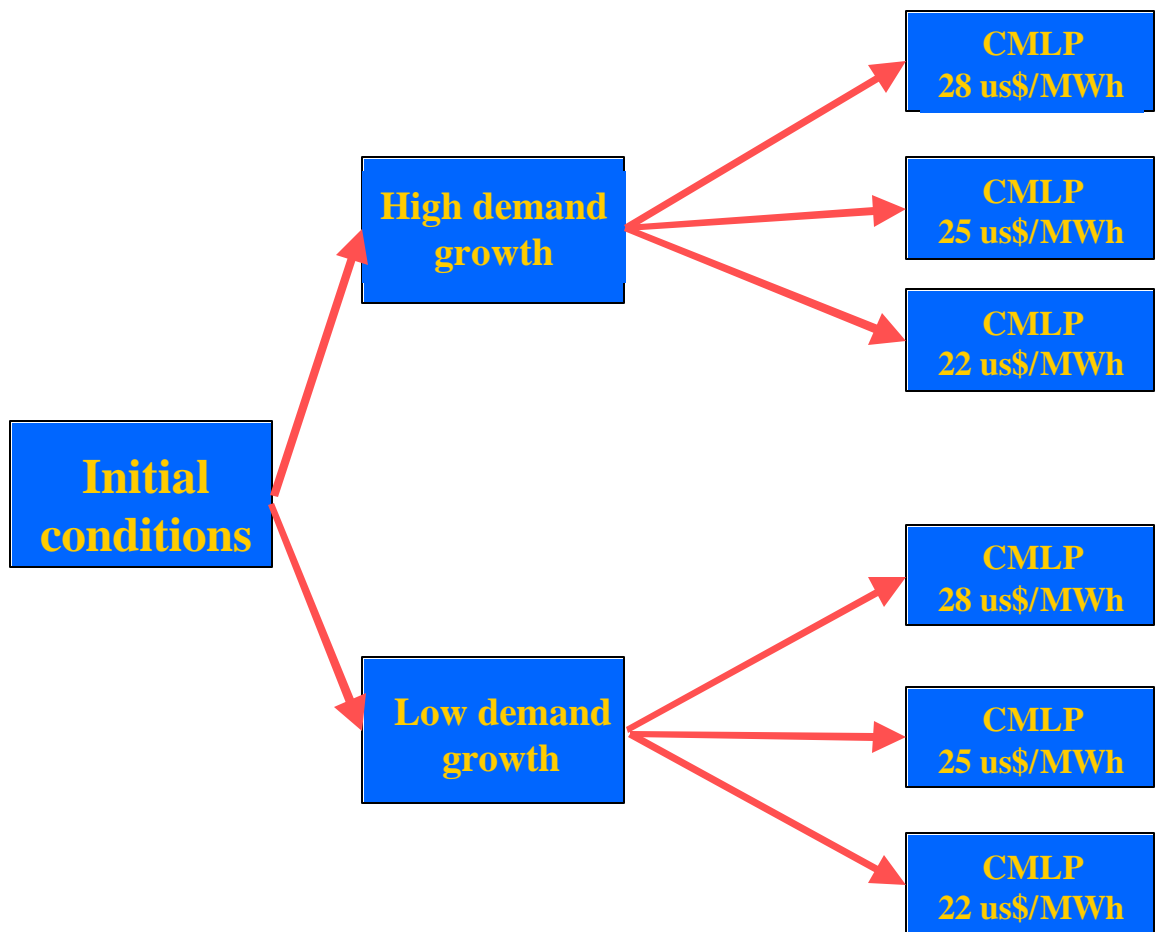
Por lo anterior se adoptó un modelo de simulaciones para poder estimar los valores de la energía en el futuro y con base en estos resultados y los diferentes precios de ejercicio, se pudieron estimar los precios de las primas de las opciones.

Valoración del precio de las opciones en el Mercado de Opciones y Futuros propuesto

**Inicialmente se simuló la operación del Mercado en el Largo Plazo usando SDDP (Stochastic dual dynamic programming), donde se realizó despacho hidrotérmico de los recursos del sistema interconectado para un horizonte de 12 años y con base en las siguientes consideraciones:**

- Acopio de información relevante.
- Selección de variables que permitan simular el comportamiento del Mercado y evaluar el desempeño de los modelos.
- Modelar el Mercado Mayorista basado en las reglas operacionales y comerciales bajo la estructura legal actual.
- Definición de eventos críticos que puedan afectar el suministro.
- Definición de escenarios de corto, mediano y largo plazo
- Definición de indicadores.

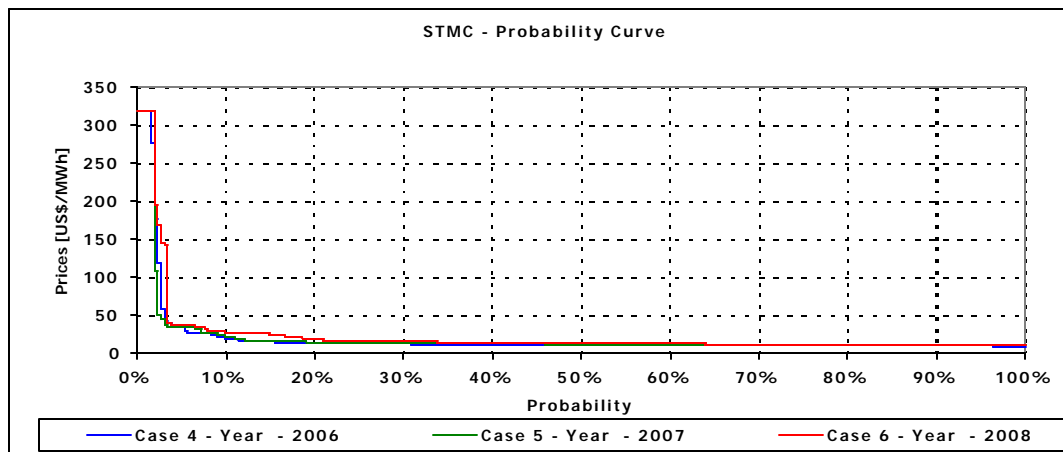
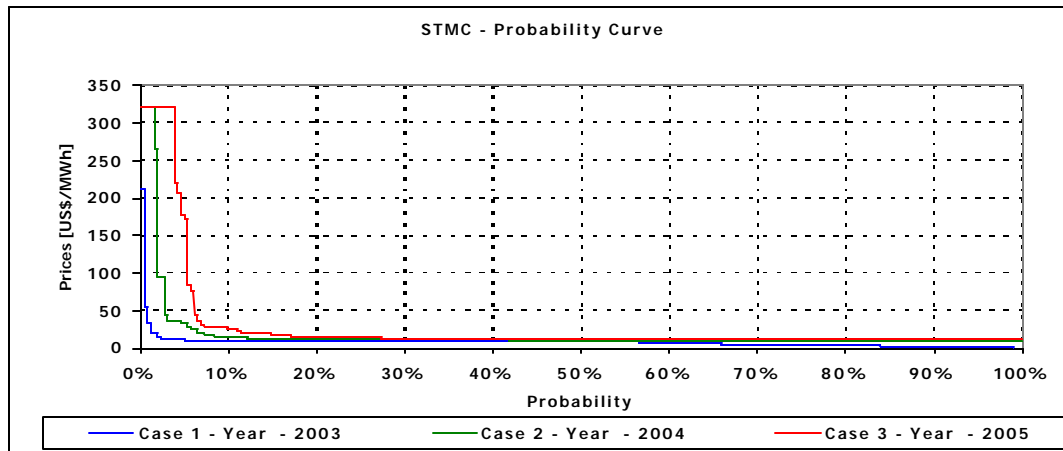
**Para llevar a cabo la simulación se consideraron 22 series hidrológicas en consideraciones de Alta y baja demanda y en cada caso tres escenarios de expansión definidos por el Costo marginal de Largo plazo (CMLP). Estos tres escenarios son: 28, 25 y 22 us\$/MWh. Como se muestra en el siguiente diagrama:**



Los tres valores de 28, 25 y 22 us\$ / MWh, se obtuvieron teniendo en cuenta lo siguiente:

- La tasa esperada de retorno para nuevas inversiones con base en el WACC, que en este caso es el costo de capital en Colombia para inversiones en plantas de ciclo combinado.
- Los costos del gas usados en los estudios de expansión.
- Los ingresos esperados bajo las reglas del mercado spot.

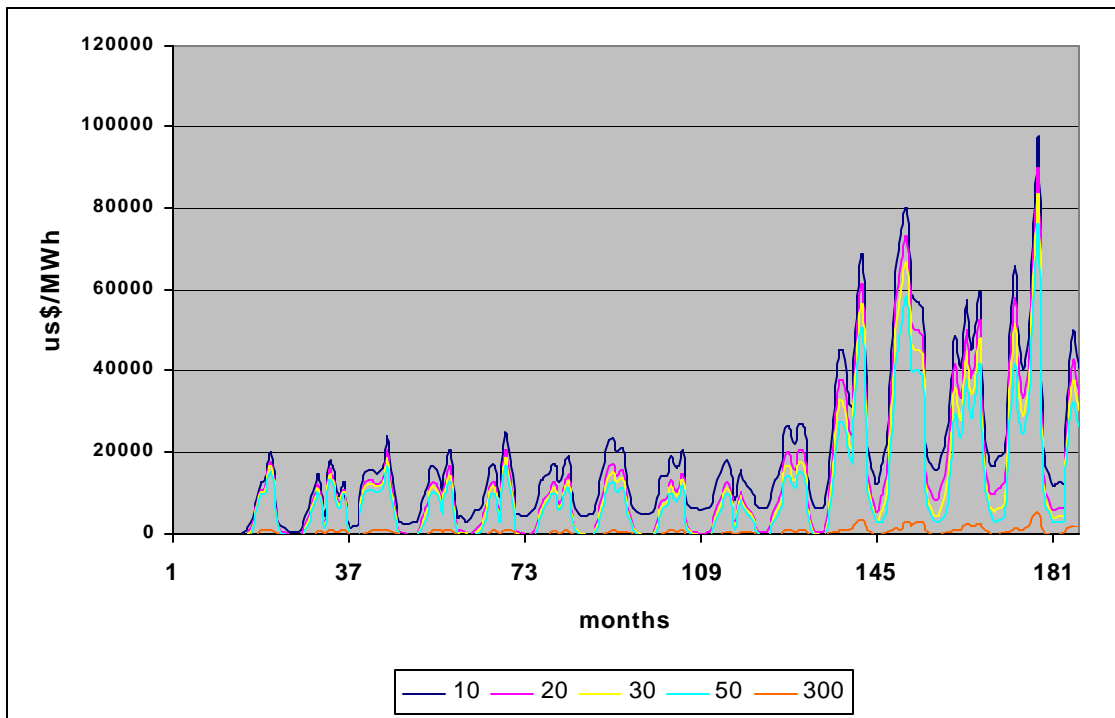
Commitment Date	Plant	Type	Nr of Units	Install Capacity	Total Install Capacity	Observatio
September-02	Miel II	Hydro	1	125	125	
October-02	Miel II	Hydro	2	125	250	
December-02	Miel II	Hydro	3	125	375	



Con las 132 simulaciones se encontraron los precios esperados de la energía para cada periodo de tiempo y cada bloque de demanda, considerando el Costo Marginal de Corto Plazo (STMC), encontrando que precios entre (0 y 25 us\$/MWh), tienen las máximas probabilidades de ocurrencia, entre (25 y 50 us\$/MWh), se presentan probabilidades entre (5% y 20%) y precios por encima de 50 us\$/MWh las probabilidades de ocurrencia son del orden de menos del 5%.

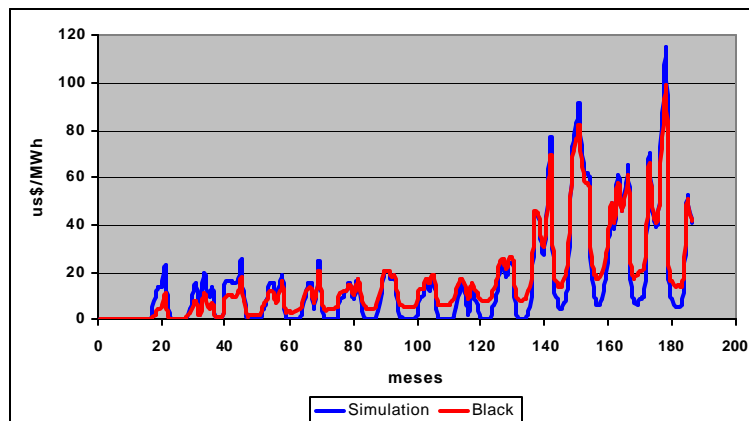
Además dentro de la expansión se consideraron 3 plantas hidráulicas que entrarían a operar en los meses de Septiembre, Octubre y Diciembre de 2002, con una capacidad individual de 125 MW de potencia con lo cual se sumarían al sistema 375 MW. (Proyecto Miel II).

Una vez conocidos los valores esperados de la energía (STMC), se estimaron los valores de las opciones de energía con diferentes precios de ejercicio.



En el Gráfico anexo se observan los valores de las primas de las opciones hallados para diferentes precios de ejercicio en dólares por MWh. Dichos precios fueron (0,10,20,25,30,50,100,150,200 y 300 us\$/MWh).

Se realizó una simulación por Black and Scholes arrojando los siguientes resultados:





Como se observa en la gráfica al comparar la valoración mediante la simulación contra la valoración con Black – Scholes, se puede inferir que las primas obtenidas por B&S, no absorben la dinámica de los precios dando como resultado una tendencia más definida pero que no refleja el comportamiento de real. La simulación muestra un comportamiento más acorde a la volatilidad y la razón es que en el largo plazo la dinámica de los precios representada en la volatilidad y factores como al imposibilidad de almacenar el bien, la falta de liquidez de los futuros por la alta variedad de tipos de contratos y la falta de estandarización de los mismos hace que B&S, no sea un método apropiado para valorar las opciones sobre energía.

Para la simulación se consideraron precios de ejercicio en un rango de 0 a 300 Us\$/MWh.

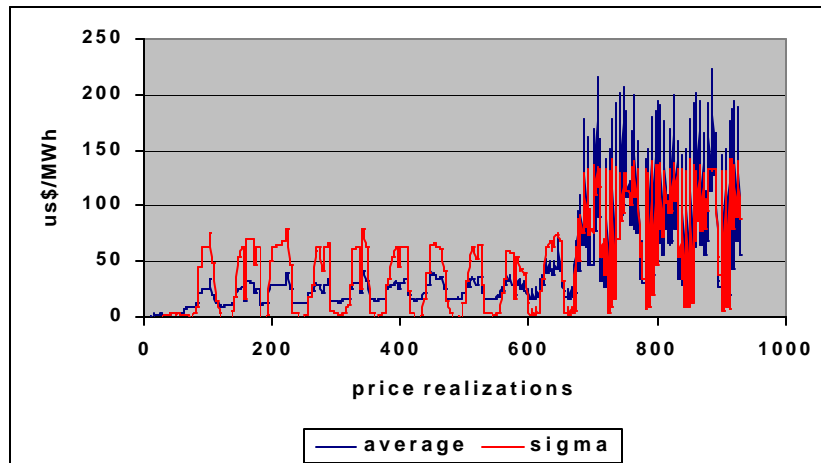
Esta simulación se realizó considerando un precio de ejercicio de PE= 30 us\$/MWh y una volatilidad de Volatilidad 50%.

**Means considering the six scenarios**

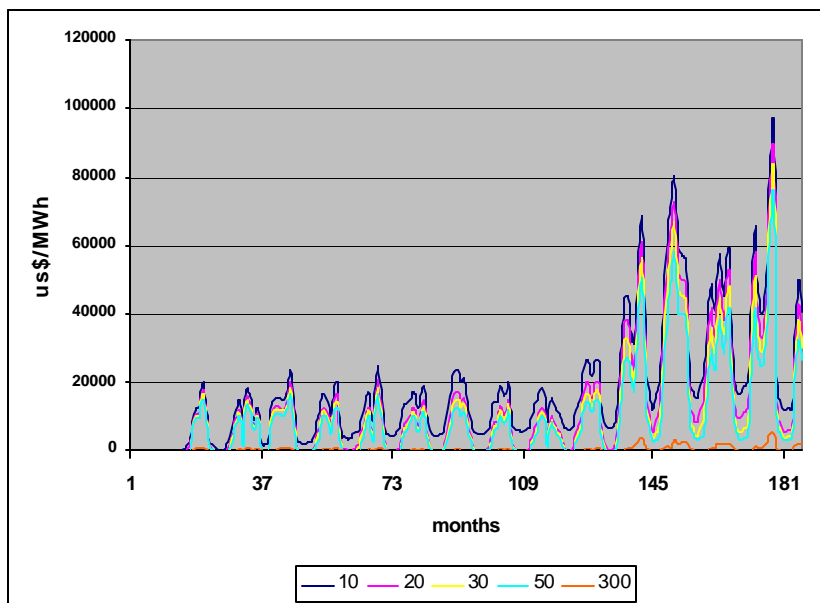
Incomes for 1 MW [US\$]

Months of the period	6		Cut Price [US\$/MWh]									
	Initial	Final	Cut#01	Cut#02	Cut#03	Cut#04	Cut#05	Cut#06	Cut#07	Cut#08	Cut#09	Cut#10
Period	Initial	Final	0.0	10.0	20.0	25.0	30.0	50.0	100.0	150.0	200.0	300.0
1	Ene-03	Jun-03	17593	1728								
2	Jul-03	Dic-03	50916	28205	11610	10947	9994	8261	7640	7640	5512	1919
3	Ene-04	Jun-04	94873	86830	51322	50941	49803	45735	45735	45238	40302	40302
4	Jul-04	Dic-04	65224	61001	18287	17617	16302	14474	9086	9086	9086	
5	Ene-05	Jun-05	112379	110538	66016	64757	62875	59624	58175	57604	49578	49578
6	Jul-05	Dic-05	91941	91506	40704	39225	38307	37205	34849	33095	26551	21431
7	Ene-06	Jun-06	109860	109624	62136	61375	56968	50350	49495	49495	41902	41902
8	Jul-06	Dic-06	85626	85626	32731	29025	26281	22011	17790	12931	11018	5438
9	Ene-07	Jun-07	107297	107297	57302	55760	52586	41517	39741	39145	35504	35504
10	Jul-07	Dic-07	88673	88673	33295	29233	26996	20405	15030	13057	10400	7357
11	Ene-08	Jun-08	114551	114551	62384	61526	55289	44377	43746	43031	37424	37424
12	Jul-08	Dic-08	97108	97108	38952	32833	27803	24341	22144	13924	8105	3436
13	Ene-09	Jun-09	116159	116159	60228	57556	53451	44989	43375	43375	34714	31986
14	Jul-09	Dic-09	102142	102142	46106	37465	32540	27341	24524	16961	12177	10875
15	Ene-10	Jun-10	123761	123761	68060	66463	62196	50330	40996	40996	36185	31202
16	Jul-10	Dic-10	92294	92294	29057	24272	21261	18065	13320	10611	6492	5438
17	Ene-11	Jun-11	114421	114421	54290	51075	47350	37939	33911	33431	29382	28076
18	Jul-11	Dic-11	102584	102584	41141	34017	29878	25372	20892	14847	10165	8802
19	Ene-12	Jun-12	108383	108383	47272	44841	40933	32683	31248	31248	24581	23252
20	Jul-12	Dic-12	112829	112829	59732	46151	38453	30365	26340	14323	11298	8956

En esta tabla se muestran los precios obtenidos de la primas para cada uno de los precios de ejercicio definidos, los precios de las opciones de están dando en pesos por Mega Watt. Para periodos de vencimiento de seis meses.



En esta gráfica se puede observar la variación contra el promedio, donde al incrementar el número de iteraciones se clarifica la dispersión que se presenta en los valores.



La gráfica anterior muestra el comportamiento de las primas bajo los diferentes precios de ejercicio.

Es bueno resaltar que en la simulación se encontraron los precios de las opciones considerando una técnica diferente a B&S. a continuación se define el Modelo de simulación:

### **Modelo de Simulación de un Mercado de Opciones y Futuros:**

Se considero un mercado con tres productos básicos para vender y comprar energía: Opcines, Futuros y Mercado Spot. Todos los productos se Modelaron

como si fuesen opciones así:

- Opciones: Con Precios de Ejercicio entre 0 y 300 Us\$/MWh.
- Futuros: Opciones con precio de ejercicio cero.
- Spot: Opciones con precio de ejercicio muy alto (400 Us\$/MWh).

Se consideraron tres tipos de participantes en el mercado:

- Generadores.
- Grandes Usuarios. (No regulados).
- Suministradores de Último recurso LRS (Mercado regulado es el 80%).

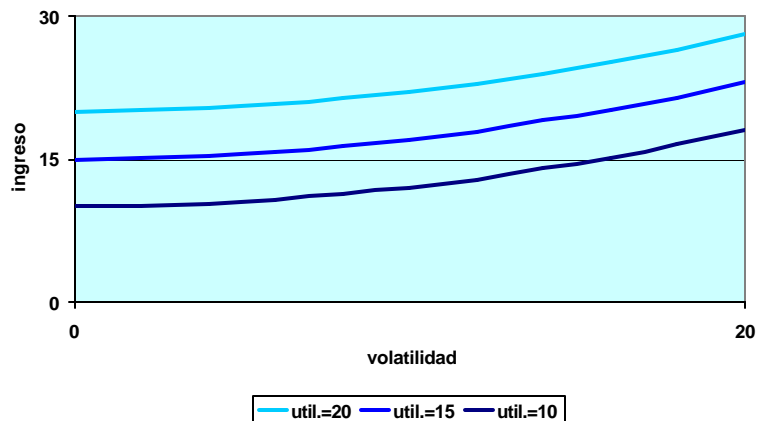
- ❖ Formulación Conceptual del Modelo
- ❖ Riesgo y Utilidad
- ❖ Información para Simular el Mercado
- ❖ Descripción del Modelo
- ❖ Resultados de la Simulación
- ❖ Comparación con la Metodología CxC Vigente
- ❖ Market Power
- ❖ Conclusiones

### **Formulación Conceptual del Modelo**

- ❖ Incentivos a participar en el FOM
- ❖ Volatilidad y aversión (tolerancia) al riesgo
- ❖ Métodos para considerar la aversión al riesgo
- ❖ Ofertas de los participantes
- ❖ La hipótesis de competitividad
- ❖ La tolerancia al riesgo de los participantes
- ❖ La función de utilidad
- ❖ El funcionamiento del mercado en el modelo
- ❖ Los resultados de la simulación
- ❖ Clearing prices
- ❖ Participación
- ❖ Impacto sobre la volatilidad
- ❖ Ingresos netos de los generadores
- ❖ Ingresos por venta de energía spot – costos variables

## Criterios para Considerar el Riesgo

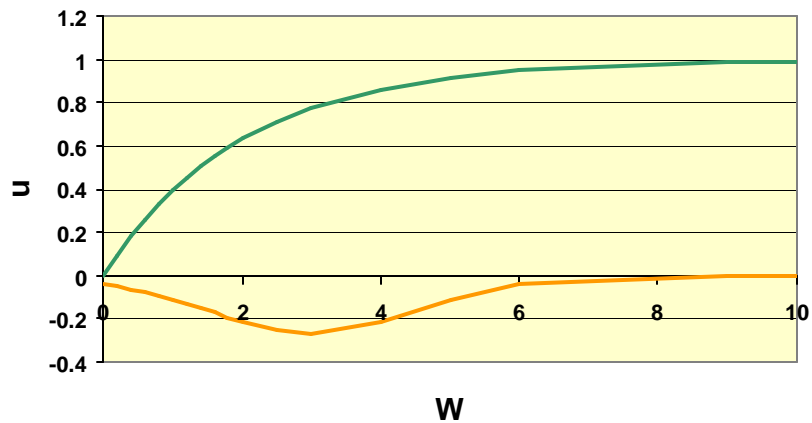
- ❖ Riesgo: usualmente medido como el desvío estándar de los ingresos. En muchos casos, queda asociado al precio de venta.
- ❖ Formas de considerarlo:
- ❖ Frontera eficiente: hallar la combinación de activos, que para un nivel de renta, minimiza el riesgo,
- ❖ Value at risk (revenues at risk): los ingresos no pueden, para determinado nivel de probabilidad, bajar de un cierto nivel,
- ❖ Downside risk: considerar en forma diferente el riesgo que implica pagos, que aquel asociado a ingresos
- ❖ Funciones de utilidad: se considera que existe una relación entre utilidad, renta y volatilidad. Se trata de identificar las relaciones que mantienen la utilidad constante.



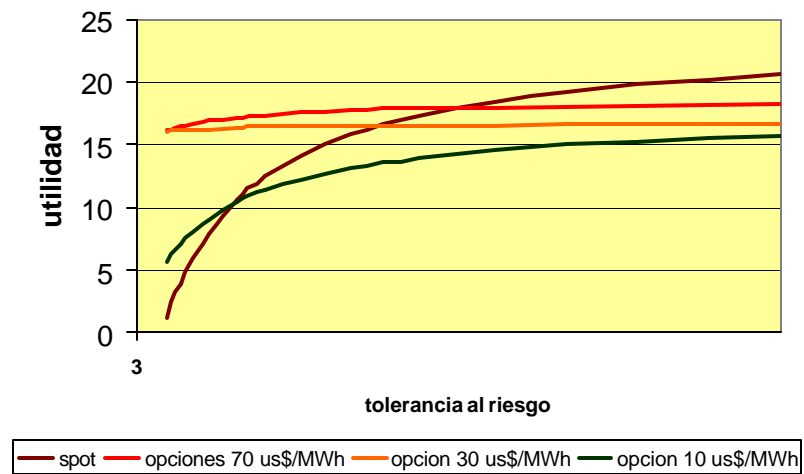
En esta gráfica se muestran las curvas de utilidad para los tres tipos de participantes con 1, 2 y 3 útiles, con respecto a la volatilidad presentada. De acuerdo con el siguiente modelo conceptual, para caracterizar la aversión al riesgo de los diferentes participantes del mercado:

- ❖  $U = 1 - \exp(-c * w)$
- ❖  $w$ : variable aleatoria con distribución normal
- ❖  $(U) = 1 - \exp(-c * l + \frac{1}{2} * c^2 * r^2)$
- ❖  $Cte. = -c * l + \frac{1}{2} * c^2 * r^2$
- ❖  $Cte' = l - r^2 / t$

La siguiente gráfica muestra la distribución de probabilidad de la utilidad de acuerdo con una variable aleatoria  $w$  distribuida Normalmente.

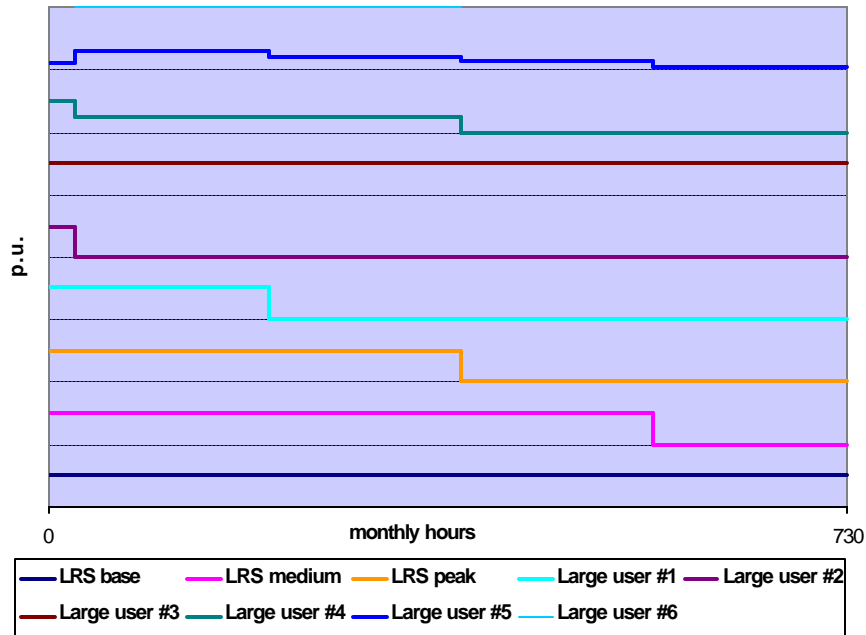


Cuando se consideran los diferentes grados de tolerancia al riesgo, las ofertas hechas por cada participante obedecen a su función de utilidad constante. Cada participante en el mercado tiene una tolerancia al riesgo, para caracterizar estos niveles de tolerancia se generaron aleatoriamente en un rango entre  $t_1$  y  $t_2$ , para considerar las diferentes políticas de manejo de riesgo en cada compañía.

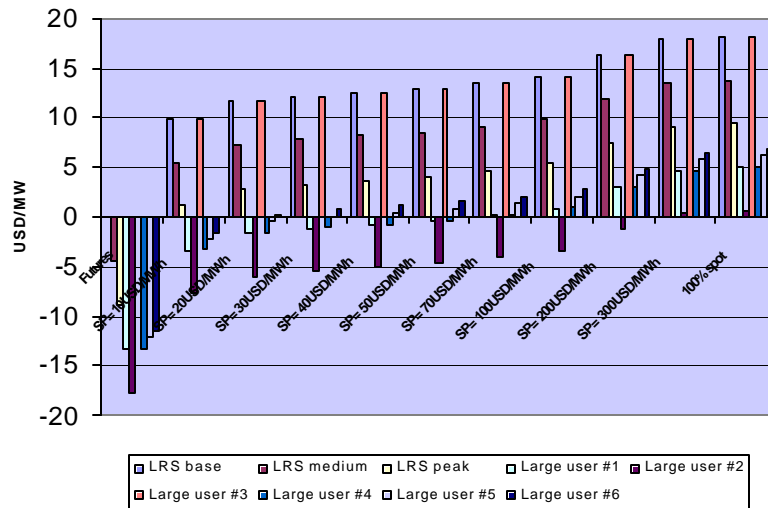


Las curvas de utilidad de cada participante obedecen a sus niveles de tolerancia en cada nivel de tolerancia.

## Caracterización de la demanda



La caracterización de la demanda muestra el comportamiento de los usuarios de Mercado Regulado y Mercado No regulado o grandes usuarios



### Hipótesis:

- Mercado perfectamente competitivo
- Los participantes ofertan por un futuro/opción sus "utilidades de indiferencia"

$$P_{O_i} + \lambda_i - \rho_i^2/t \geq \lambda_s - \rho_s^2/t$$

Ofertas de la generación

$$OG_i \odot (\lambda_s - \lambda_i) + (\rho_i^2/t + - \rho_s^2/t)$$

Ofertas de la demanda

$$OD_i \bullet (\lambda_s - \lambda_i) + (\rho_s^2/t + - \rho_i^2/t)$$

Las ofertas son simultáneas, el clearing se realiza para todos los instrumentos al mismo tiempo, con el objetivo de maximizar el beneficio social, que en este caso equivale a los excedentes de utilidad respecto a la “utilidad de indiferencia”.

$$\text{Max } z = S_i S_k (D_{ik} * OD_{ik} - P_{ik} * OG_{ik})$$

$$S_k D_{ik} = S_k P_{ik}$$

$$S_i D_{ik} \bullet DEM_k$$

$$S_i P_{ik} \bullet PINS_k$$

En economía se acepta que la utilidad no es observable, por lo tanto el concepto de tolerancia el riesgo sólo puede estimarse en forma indirecta. Ante la falta de información concreta para caracterizar la tolerancia al riesgo de los participantes, se usaron datos de otros mercados. Se tomó como base un estudio del EPRI, que analiza información de siete mercados de commodities energéticos.

Se comparan precios spot frente a valores de futuros para la misma fecha  
En todos los casos la relación precio spot/futuros es mayor a uno  
Variando entre 1.05 (fuel oil) a 1.22 (propano)

La conclusión es consistente con las predicciones teóricas (índice de Sharpe, pseudo arbitrajes)

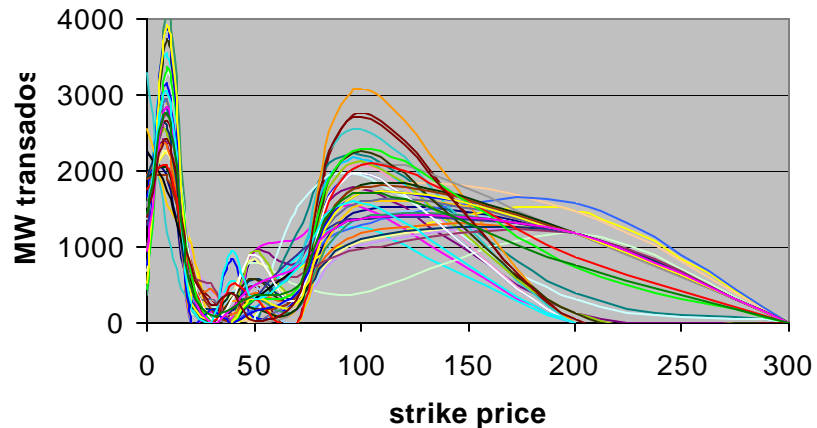
Se aplicó a las volatilidades del mercado de Colombia, calculadas de la simulación.

Se obtiene un rango  $300 < t < 1100$

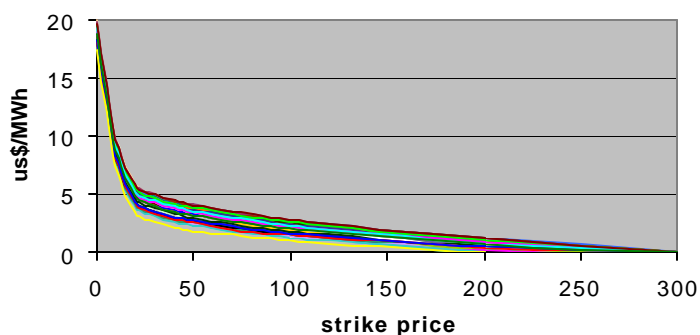
Pero se consideró necesario simular escenarios con rangos mas amplios de valores.

Los valores individuales se generaron al azar dentro del rango establecido en cada escenario. Para cada escenario se generan 40 series aleatorias (sorteos)

Cuando se simularon 132 veces se generaron simulaciones para diferentes precios de ejercicio, la siguiente gráfica muestra el comportamiento de las transacciones para cada precio de ejercicio.



Para cada precio de ejercicio el resultado de las transacciones en Us\$/MW, se muestran en la gráfica siguiente, donde se evidencia que los valores significativos se encuentran en precios de ejercicio inferiores a 100, pero se vuelve más significativo en precios inferiores a 50.





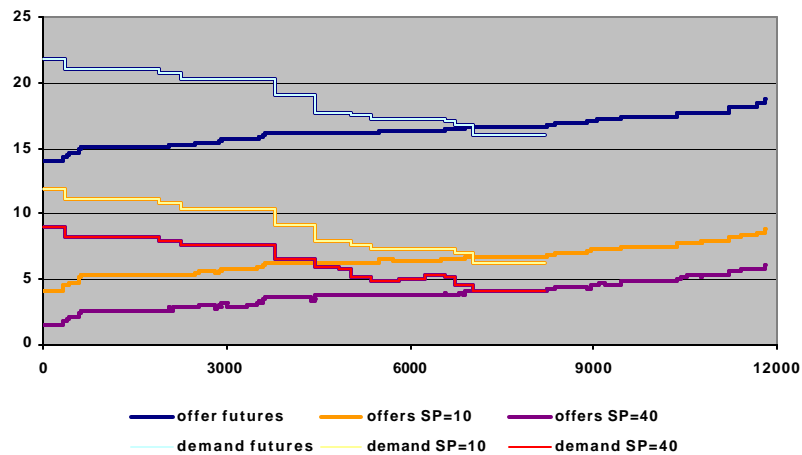
## Resultados de la simulación:

### Ofertas

Dependiendo de los niveles de tolerancia al riesgo se define el comportamiento de los precios a los cuales unos están dispuestos a comprar y otros están dispuestos a vender se aprecian en las siguientes gráficas:

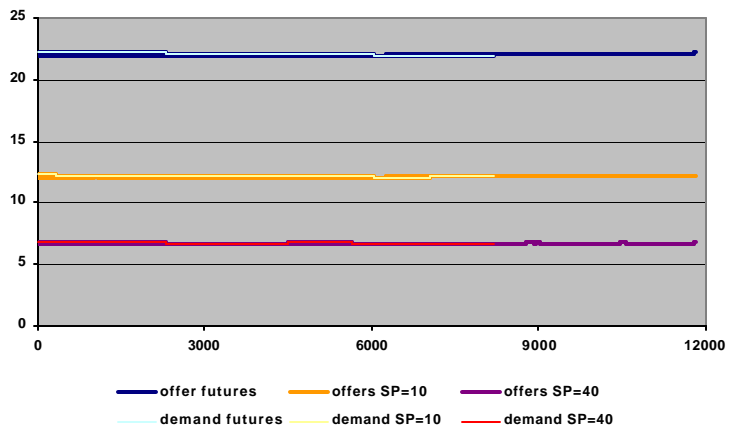
#### Ofertas de Participantes con Baja Tolerancia al Riesgo:

Como se puede observar para un volumen inferior a 7000 MW, los precios a los cuales los participantes están dispuestos a comprar son mayores que los precios a los cuales los participantes están dispuestos a vender. Por lo tanto el punto de equilibrio está dado para un volumen de 7000 MW.

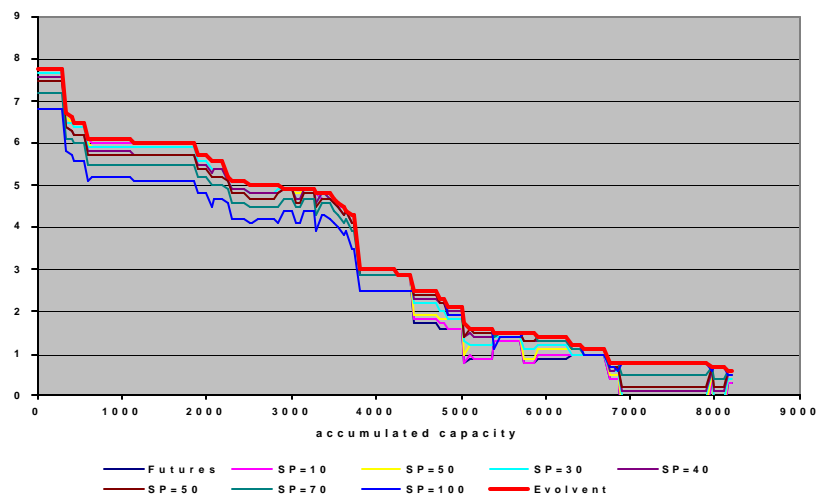


#### Ofertas de participantes con alta tolerancia al riesgo:

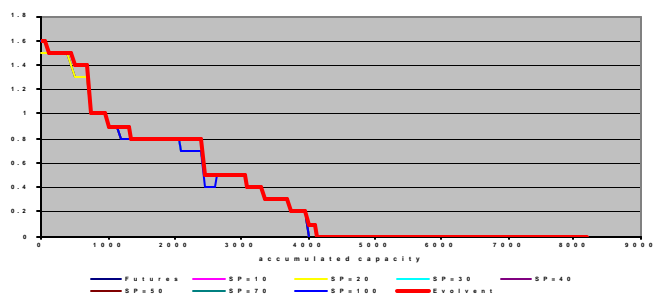
Para participantes de alta tolerancia al riesgo los precios se nivelan para cualquier volumen.



### Envolvente del beneficio social



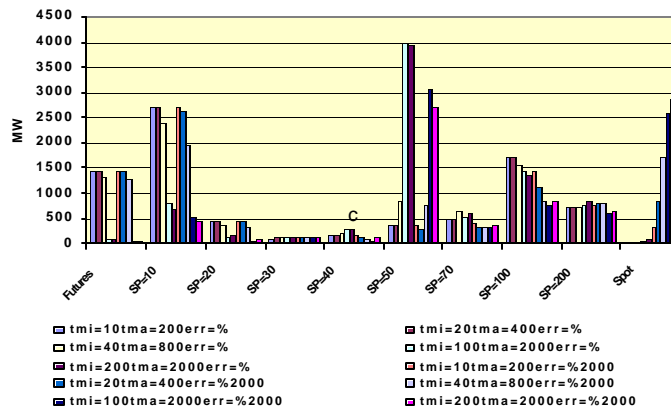
### Caso con alta tolerancia al riesgo



Escenarios planteados:

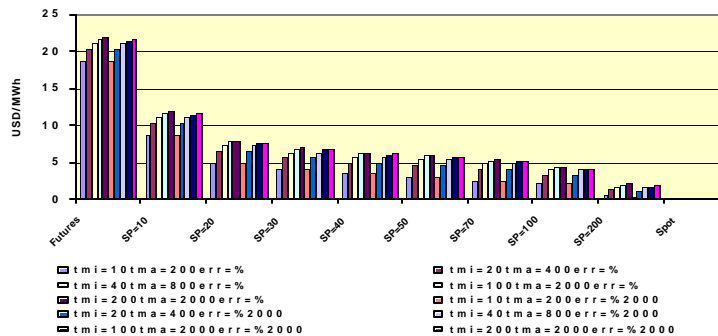
Alternative	Tmin-tmax	DSP(%)
1	10-20	0
2	20-40	0
3	40-80	0
4	100-2000	0
5	20-2000	0
6	10-20	20
7	20-40	20
8	40-80	20
9	100-2000	20
10	20-2000	20

Cantidades transadas por escenario



Podemos Observar que

Market clearing prices por escenario



## Optimización de las variables del mercado

Criterio del máximo beneficio social

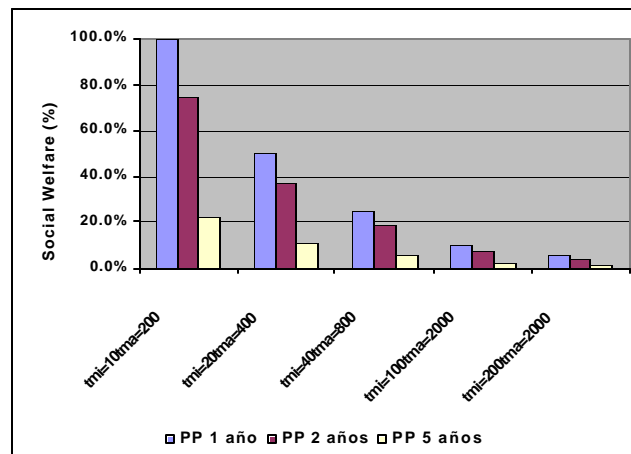
Se analizaron:

Conjunto mínimo de strike prices (trade off beneficio vs. liquidez)

Performance period

Características de la opción (producto)

Beneficio social



Podemos observar que existe una relación inversa entre el Beneficio social y la tolerancia al riesgo, puesto que el beneficio social en diferentes periodos es mayor en la medida que la tolerancia al riesgo sea más baja.

## **ANEXO 5**

### **SIMULACIÓN REAL DE UN MERCADO DE OPCIONES Y FUTUROS JUEGO DISEÑADO Y ADMINISTRADO POR THIERRY DEFAUW**

#### **SIMULACIÓN DE UN MERCADO DE OPCIONES Y FUTUROS MEDIANTE UN JUEGO ORGANIZADO**

En el período del 20 de abril del año 2001 al 29 de abril del 2002 se llevó a cabo en Colombia una simulación de un Mercado de Opciones y Futuros promovida por el Consultor Thierry Defauw. Los derivados financieros de esta simulación consideraron como subyacente el precio de Bolsa de la energía en Colombia publicados por el Mercado de Energía Mayorista MEM de Interconexión Eléctrica S.A ESP en su página web.

En este juego experimental, participaron 62 personas del Sector Eléctrico Colombiano de diferentes empresas generadoras, comercializadoras, distribuidoras y del administrador del mercado (MEM).

Otro juego similar fue desarrollado en el período entre el 18 de marzo de 2002 y el 31 de julio de 2002 con las mismas reglas y con la participación de 35 personas.

#### **REGLAMENTO DEL JUEGO DE FUTUROS Y OPCIONES DEL SECTOR ELECTRICO**

##### **1. Horario y condiciones de participación :**

El juego está abierto a los participantes del Seminario de Trading quienes podrán negociar contratos de tamaño reducido de futuros y opciones de electricidad durante un año. El juego funcionará vía internet 24 horas al día, 7 días por semana desde el 18 de Marzo del 2002 hasta el 31 de Julio del 2002 (12 pm).

Antes de iniciar operaciones, cada participante deberán abrir una cuenta con la Cámara de Compensación y hacer un depósito de 100 000 pesos que servirá para cubrir los depósitos de margen. El deposito inicial no es necesariamente la perdida máxima que puede tener un participante ya que se puede perder mas del 100 % de su capital de trading y en este caso, la Cámara de Compensación exigirá depósitos adicionales para cubrir las perdidas. Los participantes con perdidas podrán hacer depósitos adicionales para regresar a la suma inicial de 100 000 pesos. Los depósitos se pueden hacer en efectivo en las clases o por

consignación a la cuenta de ahorro N° 006700147793 del Banco Davivienda a nombre de Thierry Defauw.

## 2. Cámara de Compensación :

Thierry Defauw actuará como Cámara de Compensación, cuyo papel es cobrar y administrar los depósitos de margen, hacer la contabilidad del juego, entregar los estados de cuenta, supervisar el mercado y hacer cumplir el reglamento. Por lo tanto, no podrá especular en el mercado.

Sin embargo, si debido a una falla del sistema de negociación, la Cámara de Compensación deba adquirir una posición, podrá liquidarla en el mercado mediante ofertas en la pantalla de cotización o tomando una oferta vigente.

Para sus servicios, la Cámara de Compensación cobrará una comisión de 25 pesos por la compra, venta o ejecución de cada contrato de opciones y de 50 pesos por cada contrato de futuros (25 pesos por la compra y 25 pesos por la venta).

Cada semana, la Cámara de Compensación calculará los depósitos de margen requeridos por cada participante, ajustando las posiciones abiertas a precio de mercado, es decir al precio promedio de las negociaciones por internet del último día hábil de la semana. En caso de que no se hubiesen realizado operaciones, la Cámara de Compensación determinará un precio equitativo para cada contrato según criterios propios o con base en las ofertas que se hicieron en el sistema transaccional.

La Cámara de Compensación informará a cada participante sobre su situación de cuenta (balance de ganancias / pérdidas, situación de margen, listado de posiciones abiertas y cerradas). Todas las operaciones realizadas aparecerán en los estados de cuentas. Además, en el internet se podrán consultar las operaciones transadas por el sistema de negociación. Para evitar malentendidos, es recomendable que cada participante mantenga su propia contabilidad. En caso de desacuerdo con la Cámara de Compensación, los participantes tendrán un plazo máximo de 5 días después de que los estados de cuenta estén disponibles para reclamar. Al final de este plazo, todas las operaciones quedarán en firme. Es el participante que tiene que demostrar los fundamentos de su reclamación, indicando a la Cámara de Compensación cual operación le falta o cual operación que aparece en su estado de cuenta no corresponde a la realidad, indicando para cada caso la fecha y hora así como las características del contrato para el cual se hace el reclamo.

En caso de llamada de margen, la Cámara de Compensación liquidará parte o la totalidad de las posiciones al mejor precio que aparece en la pantalla de cotización para cubrir los requerimientos de margen. Si fuera el caso, también podrá colocar ofertas en la pantalla o solicitar ofertas a los demás participantes. En caso de

que varios participantes tenga llamada de margen, la Cámara de Compensación iniciará la liquidación por el participante con la llamada de margen mas pequeña. Si un participante pierde mas que su capital, la Cámara de Compensación podrá bloquear el acceso a la cuenta hasta que se cancele la totalidad de las deudas pendientes.

### 3. Descripción y funcionamiento de los contratos :

#### Contrato de Electricidad

:

Los contratos de futuros y opciones de electricidad son de 500 KWH. Los contratos de futuros tendrán 4 vencimientos (Abril 2002, Mayo 2002, Junio 2002 y Julio 2002) y los contratos de opciones tendrán 2 vencimientos (Mayo 2002 y Julio 2002). El valor de cierre de los futuros abiertos al vencimiento de los contratos y de las opciones que se ejercen será igual al precio promedio diario del mes de vencimiento.

Las opciones son de tipos europeas y solo se podrán ejercer en su día de vencimiento. Para ejercer una opción, hay que enviar un email a Thierry Defauw, [seminariodetrading@yahoo.com](mailto:seminariodetrading@yahoo.com), indicando la opción que desea ejercer. Para que la orden sea válida, se requiere indicar su nombre, el producto, el tipo de opción, el precio de ejercicio, el vencimiento y el número de contratos que desea ejercer. Además, el email deberá tener como titulo "ejercer opción". Las ordenes que no cumplen con todos los requisitos no se ejecutaran.

#### Precio de referencia :

Se tomarán como referencia para las opciones que se ejercen y los futuros que llegan al vencimiento los precios promedios de bolsa publicados en el sitio [www.mem.com.co](http://www.mem.com.co) o en otra dirección si en ésta los precios no están disponibles.

Para definir el valor de los precios promedios de bolsa, se tomarán en consideración los precios publicados el día en el cual todos los precios necesarios para calcular el valor de los futuros al vencimiento o de la opción que se ejerce estén disponibles. Esto implica que los últimos precios serán TX1 mientras que los precios más antiguos serán TX2 o TXR.

Si en algún momento la CREG u otro organismo gubernamental decide prohibir la publicación de los precios de bolsa, la Cámara de Compensación informará a los participantes la nueva metodología de cálculo del valor de las opciones que se ejercen o de los contratos que se vencen. Igualmente, en caso de fuerza mayor que no permite el desarrollo normal del juego, la Cámara de Compensación podrá tomar las medidas necesarias para solucionar los problemas. Adicionalmente, la Cámara de Compensación podrá modificar este reglamento si lo considera

adecuado para el buen desarrollo del juego.

Cotización de los contratos :

Electricidad :

Futuros : En pesos por KWH con hasta dos decimales. Ejemplo : 55, 93 Cada punto (55 a 56) vale 500 pesos

Opciones : Se negociarán los precios de ejercicio determinado por la Cámara de Compensación y disponible en la pantalla de selección de ofertas. Primas : En pesos con dos decimales. Ejemplo : Call 50 a 10,12 (valor prima 5060 pesos) Cada punto vale 500 pesos

Los contratos solo se podrán negociar con hasta 2 decimales. En caso de que se negocien contratos con más de 2 decimales, la Cámara de Compensación no tomará en cuenta los decimales adicionales.

La Cámara de Compensación podrá en cualquier momento proponer nuevos contratos o nuevos productos para negociar.

Vencimiento y Entrega :

Todos los contratos de futuros y opciones se vencerán el último día del mes de su vencimiento. Todos los contratos de futuros y opciones tienen entrega en efectivo. Los contratos de futuros que llegan abiertos al vencimiento serán cerrados automáticamente por la Cámara de Compensación al precio de cierre (precio promedio de bolsa del mes de vencimiento para los contratos de electricidad).

Al ejercer una opción, el comprador tendrá como precio de venta de su opción, la diferencia entre el precio de mercado y el precio de ejercicio para las opciones call y la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio de mercado para las opciones put. Los contratos de opciones que no son ejercidos el día del vencimiento vencerán sin valor. La Cámara de Compensación podrá ejercer a su beneficio las opciones que vencieron si valor.

4. Requerimiento de margen :

Se requiere un depósito de margen para cada contrato de futuros, ya sea comprado o vendido, cubierto o descubierto, y para cada contrato de opciones descubierto. Para las opciones, se considerará como descubierta cada venta que no sea cubierta. La venta de opciones call se puede cubrir con la compra de una



opción call con precio de ejercicio más bajo o con la compra de una opción call con precio de ejercicio igual pero de vencimiento más lejano. La venta de opciones put se puede cubrir con la compra de una opción put con precio de ejercicio más alto o con la compra de una opción put con precio de ejercicio igual pero de vencimiento más lejano. Las opciones también se podrán cubrir con contratos de futuros.

¿Los depósitos de margen iniciales para futuros y opciones son los siguientes :

Electricidad : 6 000 pesos

El vendedor de una opción deberá dejar en garantía la prima recibida además del depósito de margen. El comprador no podrá usar el dinero invertido en la compra de una opción como disponible para depósitos de margen.

Los depósitos de margen podrán ser modificados sin preaviso y de manera retroactiva por la Cámara de Compensación.

Los participantes deberán siempre mantener el 100 % de los depósitos de margen. Además, cada participante será responsable de la totalidad de sus pérdidas incluyendo las que excedan sus depósitos de margen.

5. Pago de las operaciones :

Futuros : Los depósitos de margen serán debitados de la cuenta del comprador y de la cuenta del vendedor al final de cada semana. Sin embargo, si la Cámara de Compensación lo estima necesario, podrá cobrar depósitos de margen diariamente.

Opciones : El valor de la compra de las opciones será debitado de la cuenta al final de cada semana. El valor de la venta de opciones será acreditado a la cuenta al final de cada semana. Cuando sea aplicable, los depósitos de margen serán debitados de la cuenta del vendedor al final de cada semana. Sin embargo, si la Cámara de Compensación lo estima necesario, podrá cobrar depósitos de margen diariamente.

## 6. Cancelación de operaciones:

En caso de error en una oferta o de falla en el sistema de negociación, la Cámara de Compensación podrá cancelar operaciones hechas por Internet, por ejemplo, en el caso de una operación totalmente fuera de mercado (una venta a 5 en cambio de 50). Sin embargo, para castigar a quien se equivocó, habrá una multa de 1000 pesos a favor de la contraparte perjudicada por la cancelación de la oferta. Igualmente, si un contrato se cancela por falla del programa, la Cámara de Compensación cancelará los 1000 pesos. La multa siempre se calculará por operación y no por contrato. Todas las cancelaciones se deberán hacer dentro del plazo de 5 días después de que los estados de cuentas donde aparece el error estén disponibles.

La Cámara de Compensación podrá cancelar operaciones sin pagar multas, si éstas provienen de actuaciones de mala fe cuyo objetivo es aprovecharse de una falla del sistema de negociación.

Aunque el programa haya sido probado y cuente con varios parámetros de seguridad, recuerden que es un juego y que en beneficio de todos les invito a no tratar de burlar los parámetros de seguridad. Igualmente si un participante deja su sistema de negociación abierto, no sería muy divertido hacer operaciones por su cuenta. Esto crearía un mal ambiente en el juego, y para la Cámara de Compensación pueden representar varios días de trabajo tratando de entender lo que paso. Gracias por su colaboración.

## 7. Garantía de las operaciones :

La Cámara de Compensación tiene un capital de 100 000 de pesos para cubrir los incumplimientos eventuales de los participantes. Si las pérdidas por incumplimientos superan esta suma, la Cámara de Compensación se declarará en quiebra, y las pérdidas no cubiertas por el capital se asumirán por parte igual entre todos los participantes solventes.

## 8. Preguntas por email :

Los participantes que tienen preguntas sobre el juego o los mercados de futuros y opciones en general, pueden enviar un mail a Thierry Defauw mediante el link que se encuentra en el sistema de negociación. Por razón de equidad entre los

participantes, no se contestarán las preguntas sobre las tendencias del mercado o sobre las estrategias a tomar en el juego. Todas las preguntas serán contestadas en la mayor brevedad, sin embargo, debido a compromisos profesionales o viajes la respuesta podrá demorarse hasta 2 días. Si las preguntas están relacionadas con las reglas del juego, le invitamos primero a consultar el reglamento que esta en el internet. A este mismo email, también puede hacer sus sugerencias sobre el funcionamiento del programa o del juego.

## 9. Funcionamiento del programa y servicio técnico :

Información sobre el funcionamiento del sistema de negociación aparece en el sitio internet [www.seminariodetrading.com](http://www.seminariodetrading.com) en la primera hoja después de haber entrado su clave de acceso. Si tiene un problema técnico que no le permite negociar o acceder a la página, le recomendamos :

- Asegurarse que su conexión a internet funcione adecuadamente, tratando de entrar a una página famosa como [www.yahoo.com](http://www.yahoo.com)
- Refrescar la pantalla presionando la tecla Control F5 en Internet Explorer o el botón Actualizar (Refresh) y luego reintentar, o en Netscape presionando el botón Actualizar (Reload) y luego Aceptar.
- Tratar de entrar a la página principal y verificar que el sitio no este en mantenimiento (en este caso, hay que volver a entrar más tarde).
- Apagar su computador y volver a iniciar el internet.

Si el problema no se resuelve, puede comunicarse con nuestro servicio técnico a [serviciotecnico@solucionit.com](mailto:serviciotecnico@solucionit.com).

Le recordamos que el servicio técnico solo sirve para solucionar problemas técnicos urgentes que no le permite negociar o acceder a la página de [www.seminariodetrading.com](http://www.seminariodetrading.com). Todas las demás preguntas deben hacerse a Thierry Defauw.

En el pasado, algunos participantes han tenido problemas con la actualización de las pantallas. Este se debe a que tiene programado su computador para

actualizar los datos solo una vez al día o una vez por sesión. Si le sucede, debe abrir la función preferencias para hacer los cambios de manera que se actualiza cada vez que solicita la información. Si en algún momento, el reloj del juego no corresponde a la hora real, es probable que tenga este problema.

#### 10. Avisos y mensaje del juego :

Thierry Defauw, se podrá comunicar con uno o todos los participantes mediante email o por intermedio de mensajes en la primera hoja del juego. Por lo tanto, es importante acceder de vez en cuando a la primera página del juego y avisar a la Cámara de Compensación los cambios eventuales en su email para estar siempre informado. Todas las comunicaciones que aparecen en la pantalla se consideran haber sido recibida por todos los participantes.

#### **Funcionamiento del programa**

El programa funciona con la hora de Nueva York, por lo tanto, cada vez que aparece la hora de una operación, se tomara en cuenta la hora de Nueva York, que por el momento esta una hora mas que Colombia. Al ingresar al programa, aparece su nombre, mensajes puestos por Thierry Defauw y las operaciones que se hicieron el día de hoy y ayer. También podrá consultar el reglamento. Es muy importante leer los mensajes que aparecen en esta pantalla, porque al no hacerlo puede perder información importante que lo puede perjudicar en el juego.

En esta hoja, también aparecerá en la parte de arriba las 4 funciones del juego y los emails para contactar a Thierry Defauw o al servicio técnico. Esta funciones siempre aparecerán en cada hoja del programa. Para las preguntas puede enviar un mail a Thierry Defauw. En caso de problema de orden técnico debe enviar un mail al servicio técnico explicando la falla que tiene el programa. Este último, solo puede solucionar las fallas técnicas pero no las preguntas sobre el juego, el funcionamiento de los futuros.

#### **Pantalla Cotización**

En la pantalla de cotización aparece las mejores ofertas disponibles para cada contrato. Puede aparecer hasta 3 ofertas de compra y 3 ofertas de venta. Al lado del precio aparece el numero máximo de contratos disponibles a este precio. La pantalla se actualiza automáticamente cada minuto. Si desea tomar una oferta, hay que hacer clic en la oferta que le interesa. Después le preguntará el numero de contrato que desea negociar. Puede negociar todos los contratos disponibles o solo una parte. Al oprimir la tecla negociar, su transacción quedará realizada. El programa lo llevara después a la pantalla de transacciones personales donde podrá averiguar que su operación si se hizo. Recuerde que si toma una oferta de compra es porque usted desea vender. Si

toma una oferta de venta es porque usted desea comprar. En la pantalla de cotización, solo aparecen los contratos para los cual hay alguna oferta.

Si desea ofertar para un contrato que no aparece en la pantalla, lo puede hacer con la función de nueva oferta.

### **Nueva oferta**

Esta función permite hacer ofertas de compra y de venta que aparecerán en la pantalla de cotización. Primero tiene que seleccionar si quiere comprar o vender. Después seleccionar el producto y introducir el numero de contrato que quiere ofrecer así como el precio de compra o venta. Una vez se hace la oferta, el programa lo enviará en la pantalla de retirar ofertas. De esta manera, podrá asegurarse que su oferta entro en el sistema y cancelarla de inmediato si se equivoco en su oferta.

### **Retirar ofertas**

Si no desea seguir con una oferta, la puede cancelar en cualquier momento con la función de retirar ofertas. Con un clic en el numero de la oferta que desea retirar, llegará a otra pantalla con la oferta. Al oprimir la tecla retirar, su oferta quedará retirada. Recuerdo que solo se pueden retirar las ofertas que no han sido ejecutadas. Hay que tener cuidado de revisar de vez en cuando sus ofertas pendientes, porque seguirán vigente hasta que sean tomadas o que haya sido retiradas. Al descuidar sus ofertas vigentes, correr el riesgo que una buena oferta se vuelven mal negocio unos días después porque los precios han cambiado.

### **Consultar operaciones:**

Esta función le permite consultar:

Transacciones personales

Con esta función, podrá consultar todas las transacciones que hizo por Internet durante el juego.

### **Consultar ofertas**

Con esta función, puede consultar todas las ofertas vigentes y históricas para cada producto. Debe seleccionar en el menú el contrato del cual desea consultar las ofertas y le aparecerán todas las ofertas que se hicieron para este contrato desde que se inicio el juego.

### **Consultar transacciones**

Con esta función, puede consultar todas las transacciones que se hicieron para

cada producto. Debe seleccionar en el menú el contrato del cual desea consultar las transacciones y le aparecerán todas las transacciones que se hicieron para este contrato desde que se inicio el juego.

## **TRANSACCIONES REALIZADAS**

En el archivo adjunto, se presenta un informe de todas las transacciones realizadas que contiene:

Número de la transacción

Número de contratos negociados

Tipo de Contrato (Futuro, opción Call ó Put)

Precio Strike (Si es una opción)

Mes del Derivado (Mes de vencimiento)

Precio de negociación

Fecha

Quien vende (Solo publicado cuando es la Bolsa)

Quien compra (Solo publicado cuando es la Bolsa)

Producto (Energía o electricidad)

Venció / Ejerció Indicación de si la opción fue ejercida o se venció

En el archivo operación.zip adjunto se presentan todas las operaciones realizadas.

El número de operaciones realizadas fue de 4158 y se negociaron 9134 contratos.

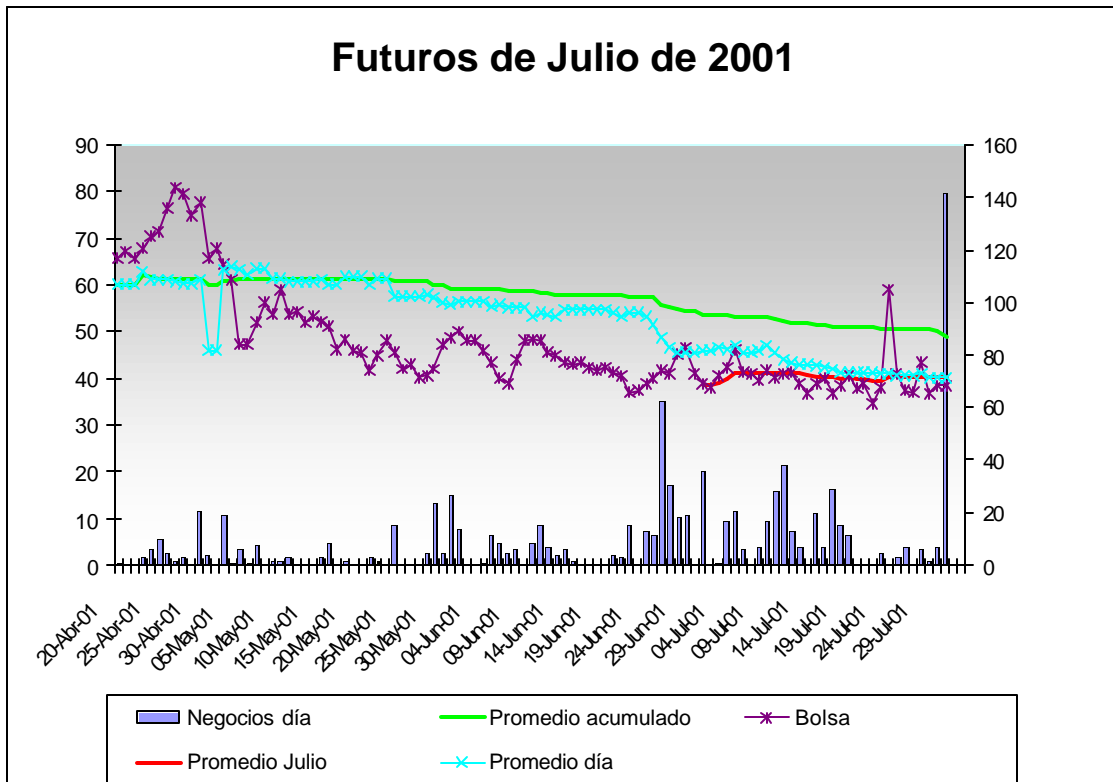


operacion.zip

## **COMPORTAMIENTO DE LOS PRODUCTOS**

En los gráficos siguientes se muestra el comportamiento de los principales productos en dicho juego.

Inicialmente se ilustra el comportamiento de los futuros llamados electricidad cuyo subyacente era el precio de Bolsa.



Las variables graficadas fueron las siguientes:

Negocios día: Número de contratos negociados por día

Promedio día: Valor promedio diario del contrato de futuros del mes correspondiente.

Promedio acumulado: Promedio acumulado del precio de negociación del futuro u opción correspondiente.

Bolsa: Precio de Bolsa suministrado por el Mercado de Energía Mayorista

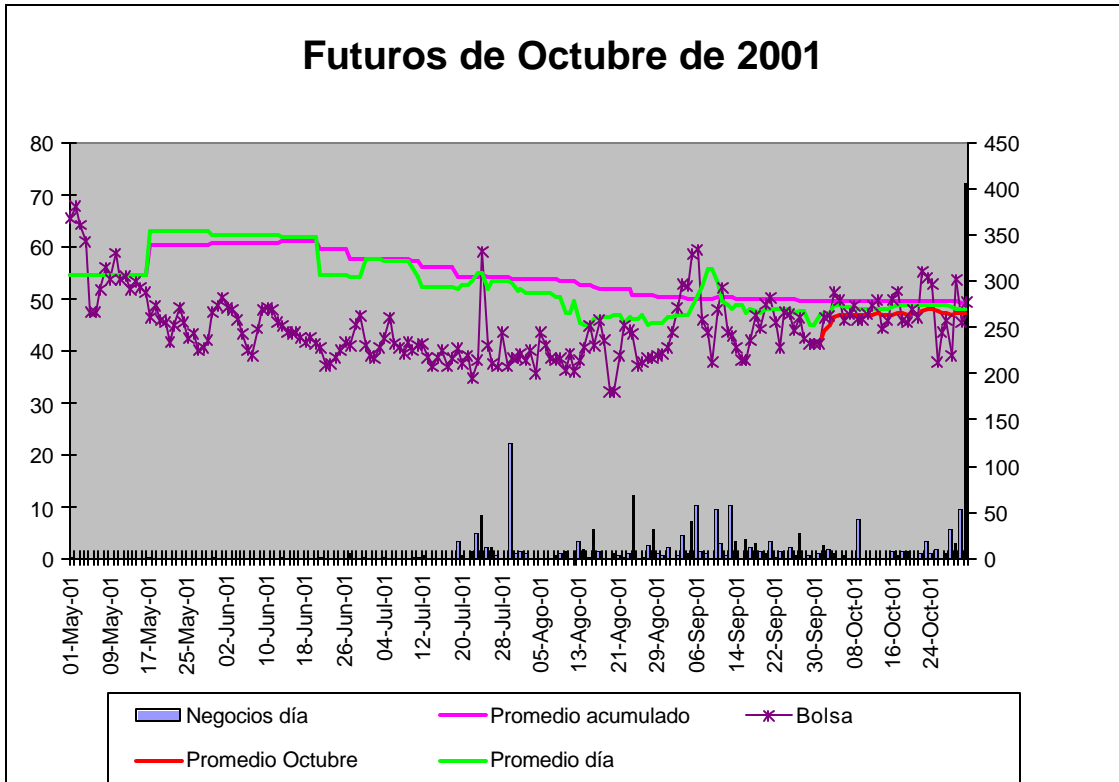
Promedio Julio: Promedio acumulado Precio de Bolsa de Julio.

Puede observarse la alta volatilidad del precio de Bolsa frente a la volatilidad del precio del futuro (comportamiento similar desde el punto de vista cualitativo observado entre la volatilidad del precio de Bolsa y la volatilidad del precio de los contratos).

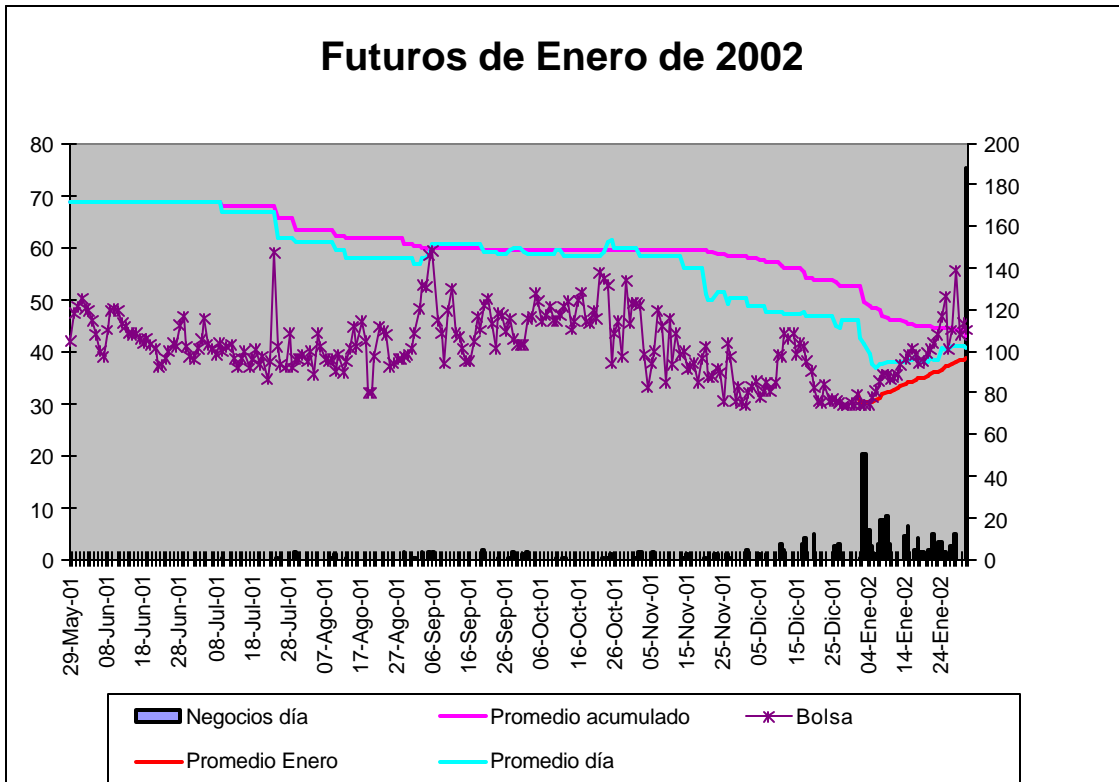
El número de contratos negociados se comportó como se comportan en los mercados de Opciones y Futuros. De otro lado, teniendo en cuenta que este mercado con Cámara de Compensación no está diseñado para la entrega física del subyacente al futuro, el último día de transacción de ese contrato, se da una alta negociación del mismo para cerrar todas las posiciones abiertas.

En un mercado real, en los contratos que quedan abiertos al cierre se da la entrega física del subyacente.

### Futuros de Octubre de 2001

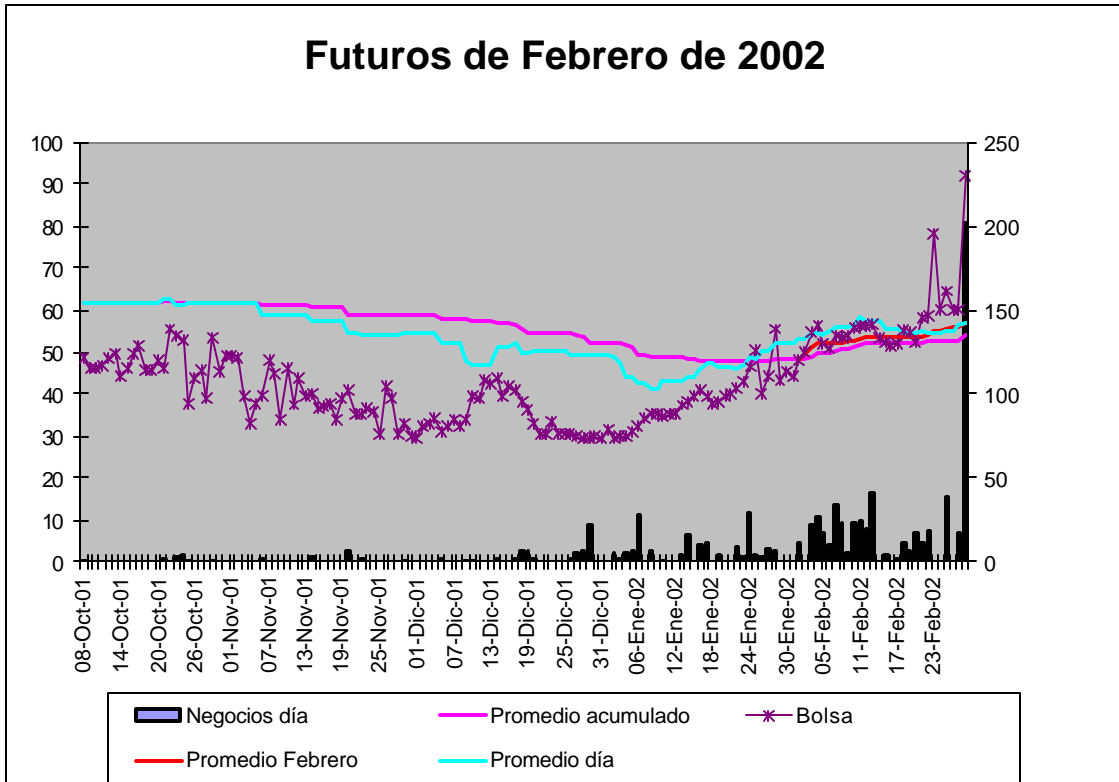


### Futuros de Enero de 2002

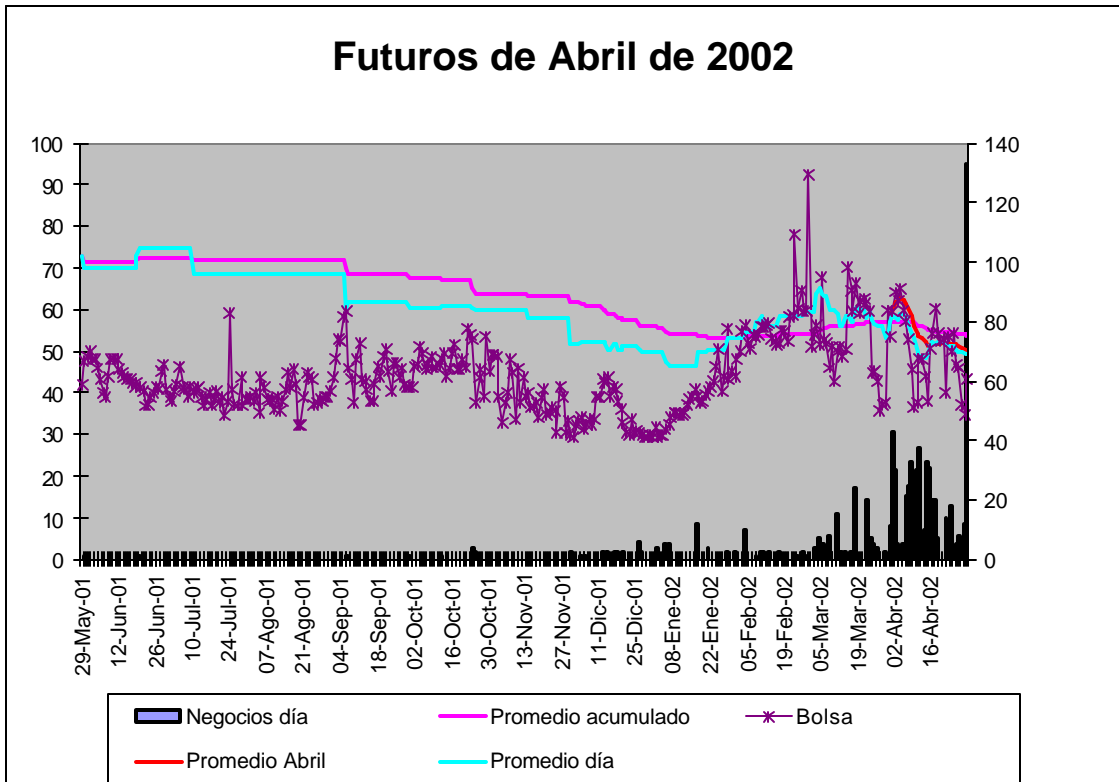




### Futuros de Febrero de 2002

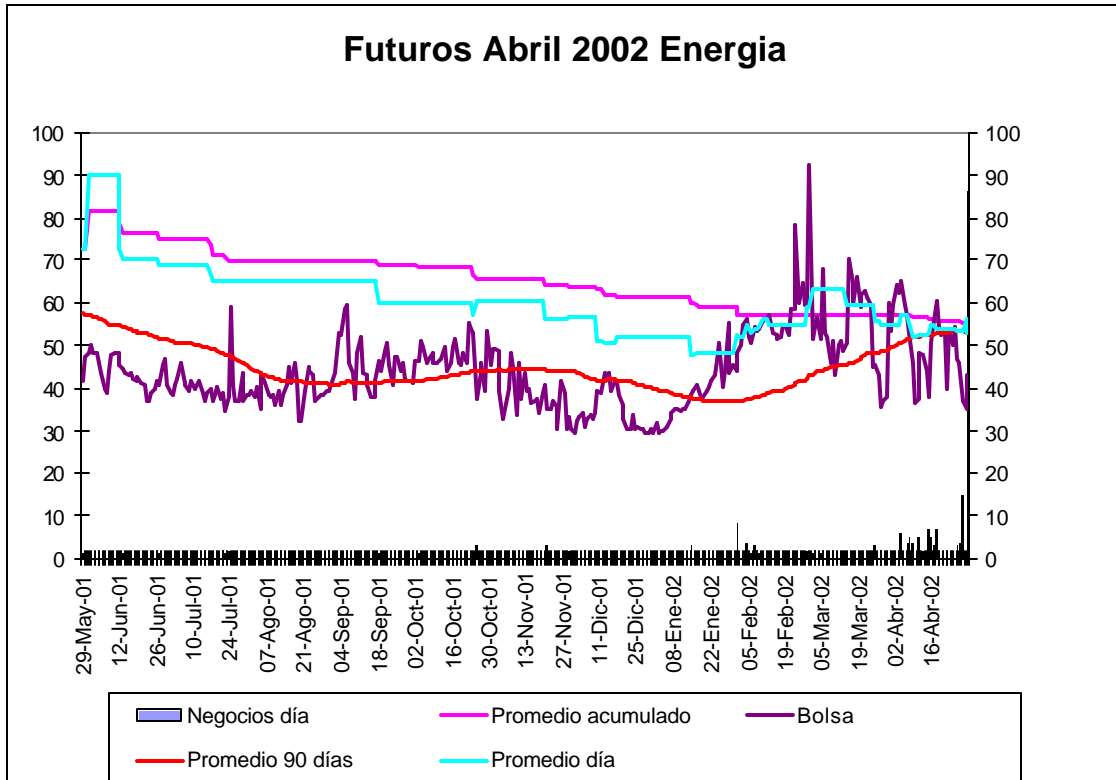


### Futuros de Abril de 2002



En las gráficas anteriores también se observa que como, de manera general, el precio de Bolsa va al alza el precio del futuro se mantiene por encima del precio de Bolsa. Este es el comportamiento normal de estos mercados.

En el Gráfico siguiente se presenta el comportamiento del producto Energía para el mes de abril de 2002. En este caso el subyacente era el precio promedio de Bolsa en los últimos 90 días.



## RESULTADO DEL JUEGO PARA LOS PARTICIPANTES

En resumen los resultados fueron:

- 25 participantes con ganancias (40 %).
- 37 participantes con pérdidas (60 %).
- 6 participantes ganaron más del 100 % de su capital inicial (545 %, 382 %, 343 %).
- 18 participantes perdieron más del 50 % de su capital inicial.
- 9 participantes perdieron más del 100 % de su capital inicial.

Se puede concluir que como mínimo el 25% de los concursante asumieron el rol de especuladores, de ellos 6 tuvieron gran éxito y 9 gran pérdida.

El Juego de Bolsa, un reflejo del Mercado Real de Opciones y Futuros, es de

suma cero, lo que unos participantes ganaron los otros lo perdieron.

El Administrador del Juego y de la Cámara de Compensación, el Señor Thierry Defauw, cubrió sus costos con los valores recibidos por cada contrato. Este es un aprendizaje importante de este Juego.

Las medidas tomadas por la cámara de compensación fueron suficientes a pesar de tener grandes limitaciones por no contar con contabilidad en tiempo real.

Era posible de negociar contratos sin tener depósitos de margen en la cuenta.

La contabilidad era semanal, lo que implica mayor riesgo para la cámara de compensación.

En los meses de juego, solo se presentaron dos problemas potenciales que se solucionaron sin pérdida para la cámara de compensación.

Una deuda de 86 000 pesos resultante de negocios sin depósito suficientes.

Una deuda de 22 000 pesos debido a la concentración de contratos en el último mes de juego.

Ambas deudas fueron canceladas a la cámara de compensación.

Estas experiencias permitieron entender los riesgos reales de una Cámara de Compensación y la necesidad de mantener liquidadas y cubiertas las posiciones con periodicidad diaria.

## **CONCLUSIONES**

Cómo conclusiones del juego se destacan:

La simulación real no tiene antecedentes y constituye un elemento valioso por los resultados de la experimentación.

Esta simulación real permitió dar a conocer a los participantes los diferentes instrumentos derivados y su uso real.

Permitió sensibilizar al sector eléctrico colombiano sobre el manejo de este tipo de instrumentos financieros.

Permitió comprender las diferentes posiciones que se pueden adoptar frente a un Mercado de Derivados Financieros (Cobertura, Especulación y Arbitraje).

Entender la dinámica de cada uno de los instrumentos. La dinámica observada en el juego corresponde a la dinámica de una Bolsa de Opciones y Futuros real en cuanto al comportamiento de los precios de los futuros respecto a los precios del

mercado SPOT y al volumen de negociación con relación a la fecha de expiración.

El juego permitió comprender el manejo de una Cámara de Compensación y entender los riesgos que asume la Cámara de Compensación al constituirse en contraparte de los agentes en todas las negociaciones.

Permitió además entender que en una Bolsa de Opciones y Futuros lo que gana un agente lo pierde otro agente. Es un juego de suma cero.

## **ANEXO 6 SISTEMA ELECTRÓNICO DE CONTRATOS**

### **PROPUESTA REGULATORIA DE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

#### **ANTECEDENTES**

El 16 de enero de 2004 la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG expidió la resolución 007 de 2004 mediante la cual “se somete a consideración de los agentes y demás interesados una propuesta regulatoria sobre las características y el funcionamiento del mercado de contratos bilaterales en el Mercado de Energía Mayorista “.

El Sistema Propuesto por la CREG se ha denominado Sistema Electrónico de Contratos Normalizados Bilaterales SEC.

El 27 de febrero la CREG presentó un taller para todos los agentes del Mercado en el cual explicó los aspectos más importantes de la propuesta asociada al sistema SEC.

Esta presentación se obtuvo en la página de Internet: [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)

Los aspectos más relevantes de dicha presentación se transcriben.

#### **OBJETIVOS DEL ESQUEMA PROPUESTO POR CREG**

De acuerdo con lo anunciado por CREG en su página web:

Se necesita manejar:

- La demanda
- La volatilidad del precio
- El Riesgo:
- Crédito
- Precios
- Suministro
- Se requiere liquidez
- Se necesita transparencia y simetría
- Se necesita crear servicios: Portafolio de productos

- Se necesita entender la necesidad de los usuarios
- Ofrecerles productos acorde a su riesgo
- Mejorar ingresos optimizando el uso de los activos
- Encontrar oportunidades para valorar y extraer valor de las actividades económicas
- Ofrecer un portafolio de servicios

Se busca:

- Competencia y precios óptimos al usuario.
- Introducir derivados financieros sencillos como preparación para derivados más complejos
- No discriminación entre usuario regulado y no regulado.
- Eliminar la posibilidad de abuso de posiciones dominantes.
- Incremento en la eficiencia del mercado.
- Señales de expansión en generación más efectivas.
- No discriminación entre agentes
- Mayor Liquidez
- Menor capacidad de manipular el mercado

A través de:

- Mayor liquidez del mercado: Velocidad de realización y precio
- Mayor dinámica en comercialización.
- Segmentación de oferta y demanda para promover neutralidad y competencia.
- Anonimato y Estandarización de contratos.
- Transacciones electrónicas.

Administración de riesgos

“El riesgo distorsiona la asignación de recursos en la economía. Por lo tanto, la cobertura de riesgos garantiza la permanencia de las empresas en el medio y eleva el bienestar de la sociedad”.

### **Sistema Electrónico de Contratos Normalizados Bilaterales**

DERIVADOS

- Instrumentos financieros estandarizados
- No representan propiedad (solo generan obligaciones)
- Herramientas que permiten administrar el riesgo del mercado (volatilidad de los

precios de la electricidad en la Bolsa), tanto para la demanda como para la oferta.

- Permiten calcular índices de precios futuros que brinden un nivel de información adecuado sobre el precio de la electricidad en un horizonte de mediano plazo.
  - SWEF (Swiss Electricity Price Index)
  - CEPI (Central European Power Index)
  - VIK (German Power Industry)
  - APX (Amsterdam Power Exchange Index)
- Requieren liquidez y respaldo
- Instrumentos que dinamizan el mercado
- Al ser transados mediante un mecanismo anónimo donde la totalidad de la información esta disponible para todos los participantes del mercado, se convierten un medio eficiente de formación de precios
  
- Nuevo mecanismo competitivo para celebración de contratos de L.P o bilaterales entre agentes del MEM.
- Reemplaza las convocatorias de la resolución 020 de 1996, para usuarios regulados (no reemplaza plantas menores).
- Reemplaza mecanismo de contratación entre agentes para Mercado No Regulado.
- No aplica para contratos entre usuarios no regulados y comercializadores.
- No afecta los contratos ya firmados entre agentes del MEM. (Se habilitarán Swaps para su manejo).
- Estandariza condiciones de transacciones que hoy en día se realizan normalmente en el mercado.
- No se busca implementar en el corto plazo un clearing house (cámara de compensación)
- No reemplaza en ningún sentido al CxC
- El riesgo de crédito es cero (prepago)

Plataforma orientada a Internet:

- Garantía de anonimato de las partes
- Acceso en igualdad de condiciones a todos los participantes del mercado
- Bajo costo de transacción
- Control de riesgo y liquidación centralizadas
- Seguridad en acceso
- Transacciones en línea.
- Administrado por el ASIC.

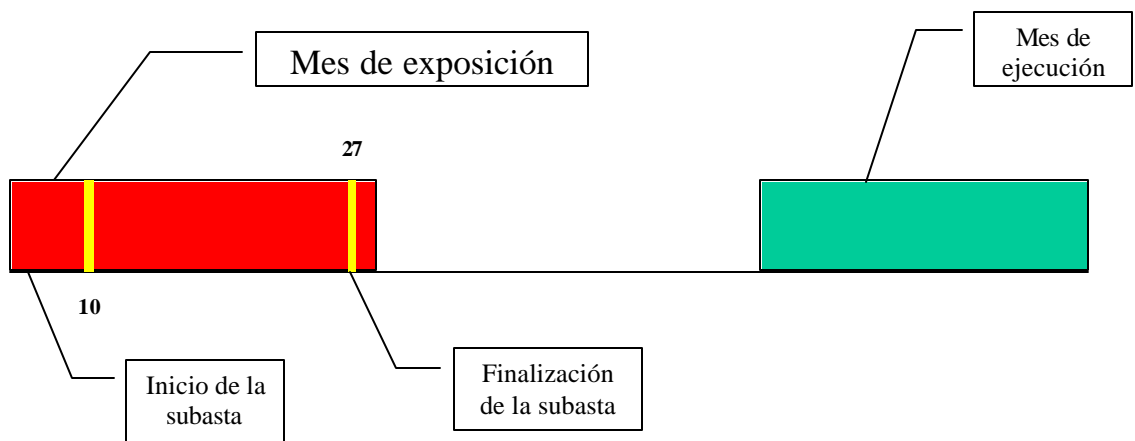
Tipos de contratos habilitados para ser transados en el SEC

- Contrato Mixto (forward con condiciones estándar)
- Contrato de opción call
- Contrato mixto (Forward estandarizado)

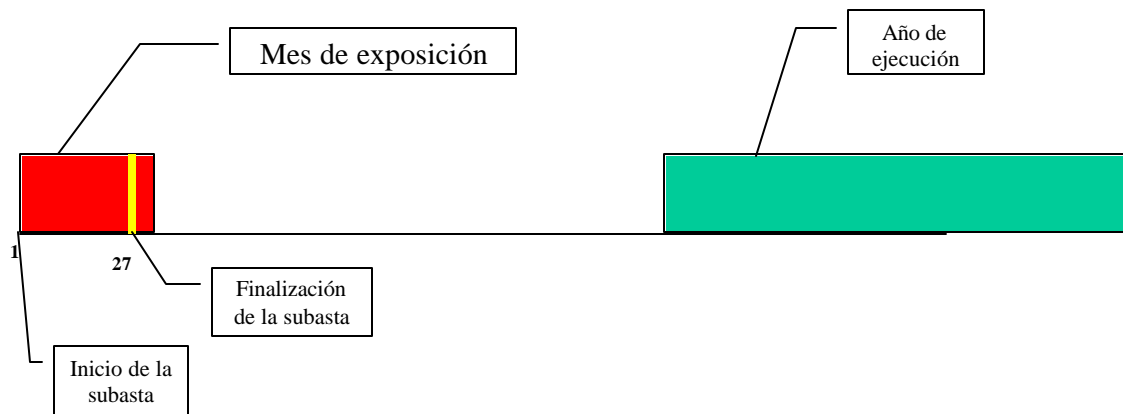
- Financiero del tipo pague lo contratado.
- Período de entrega definido (mes, estación, año)
- Horas de entrega durante el día de despacho definidas (punta, fuera de punta)
- Período de ejecución

#### Tipos específicos definidos por la CREG

CE-mes. Contrato normalizado mediante el cual las partes se obligan a suministrar o a demandar energía desde el primer día y hasta el último día del mes calendario para el cual fue pactado su periodo de ejecución.

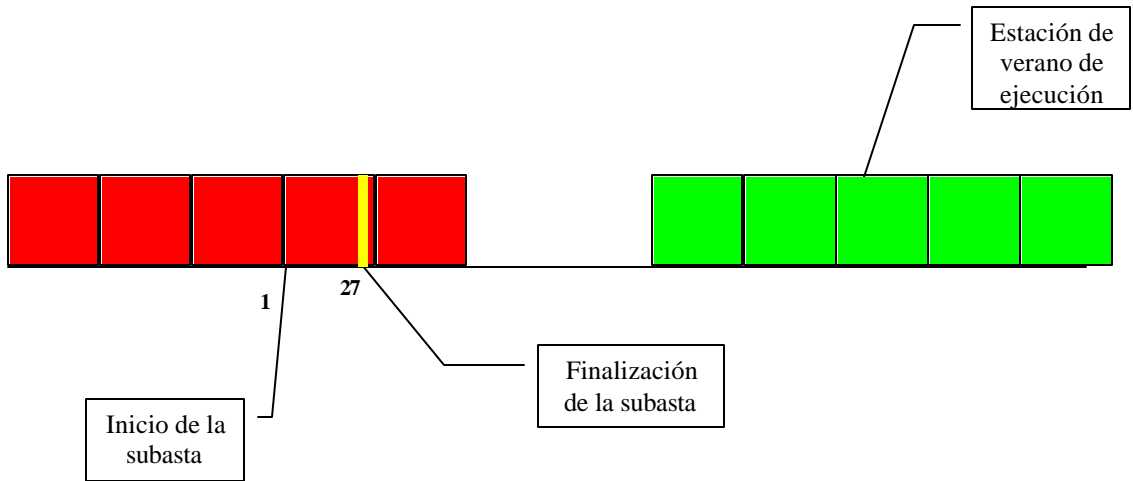


CE-año. Contrato normalizado mediante el cual las partes se obligan a suministrar o a demandar energía desde el primer día y hasta el día 365 (o 366 días para años bisiestos) del año para el cual fue pactado su periodo de ejecución.

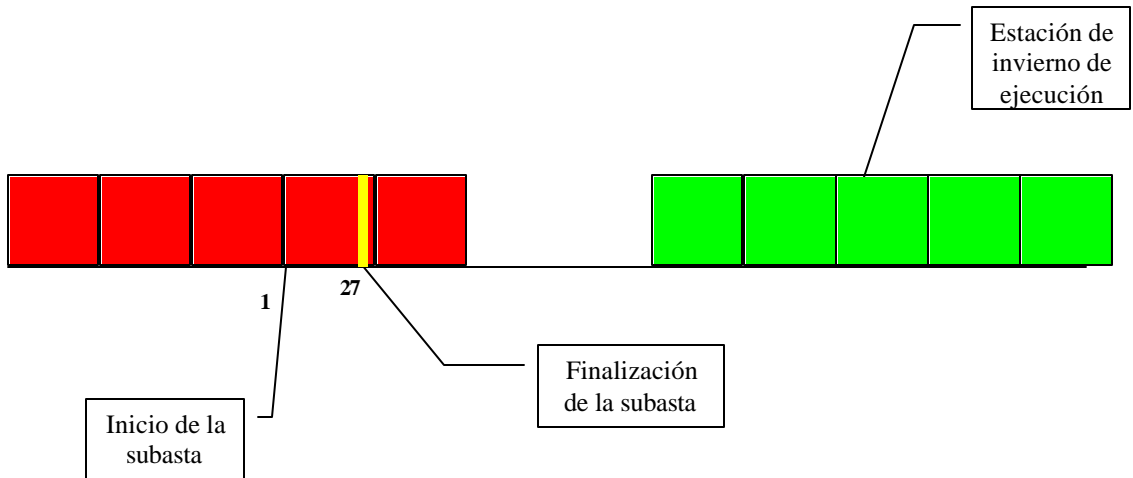


Estacional Verano. Contrato normalizado mediante el cual las partes se obligan a suministrar o a demandar energía desde el primer día y hasta el último día de la Estación de verano para el cual se haya pactado su periodo de ejecución.

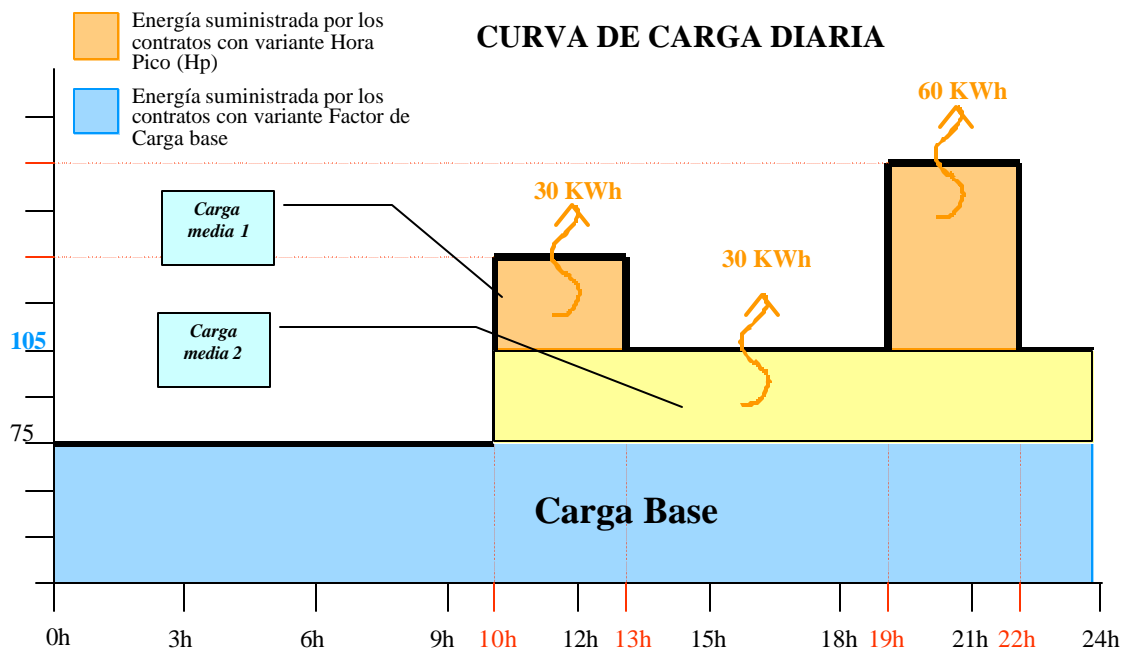




Estacional Invierno. Contrato normalizado mediante el cual las partes se comprometen a suministrar o a demandar energía desde el primer día y hasta el último día de la Estación de Invierno, para el cual se haya pactado su periodo de ejecución.

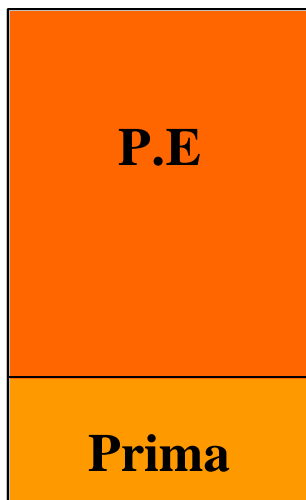


Con los anteriores tipos, un agente puede construir su portafolio de contratos para cubrir su demanda.

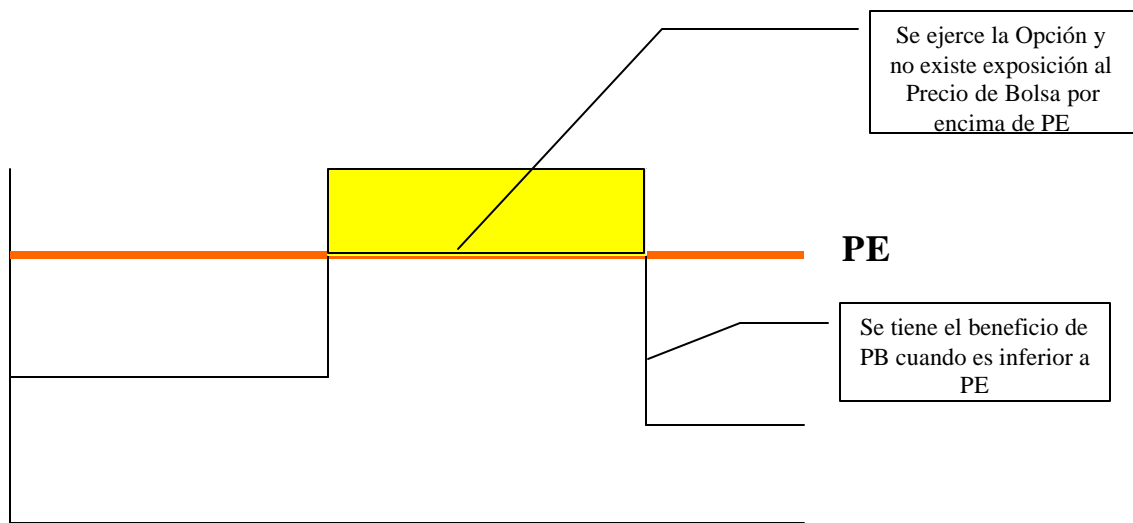


#### Opción

Una opción le da el derecho al comprador más no la obligación de adquirir energía a un precio determinado (precio de ejercicio) en un momento del tiempo.



- Exposición a Bolsa:
- Comprar o vender a precio de Bolsa.
- Ejercicio de la Opción:
- La Opción se ejercita cuando  $PB > PE$



- Se garantiza el anonimato de las partes, durante todo el proceso de subasta.
- El anonimato se puede romper ante eventos de incumplimiento de una de las partes.
- Se brinda acceso en igualdad de condiciones a todos los participantes del mercado, sin que estos puedan ser discriminados.
- Las subastas son mecanismos para la venta o asignación de bienes y servicios, tienen reglas específicas para determinar quién resulta ganador y cuánto debe pagar.
- Constituye uno de los mecanismos más eficientes de comercio.
- Unidas a un mecanismo electrónico, en Internet, se convierten en un nuevo canal de comercialización de bienes y servicios, en el cual se pueden encontrar la oferta y la demanda sin importar su ubicación geográfica.

### **Subastas abiertas**

Subasta inglesa:

- Directa para la venta
- Inversa para la compra
- La cantidad es la variable de decisión (La puja se realiza por el lote completo)

Subasta Americana (Yanqui):

- Directa para la venta
- Inversa para la compra
- La puja se realiza por el lote completo

Subasta Holandesa (de precio descendente):

	Venta	Compra	Aplicabilidad
<b>Inglesa</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El precio se oferta <b>ascendentemente</b>; aquel oferente con <b>mayor</b> valor es el ganador (único ganador)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El precio se oferta <b>descendentemente</b>; aquel oferente con <b>menor</b> valor es el ganador (único ganador)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Un único jugador estaría en capacidad de negociar el lote completo</li> <li>Subasta de Venta: Directa; Subasta de Compra: Inversa</li> </ul>
<b>Yanqui</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El precio se oferta <b>ascendentemente</b>; la cantidad se puede ofertar ascendente o descendente</li> <li>El precio prima sobre la cantidad; el oferente con <b>mayor</b> precio es el ganador de la cantidad que propone (múltiples ganadores)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El precio se oferta <b>descendentemente</b>; la cantidad se puede ofertar ascendente o descendente</li> <li>El precio prima sobre la cantidad; el oferente con <b>menor</b> precio es el ganador de la cantidad que propone (múltiples ganadores)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Negociación parcial del lote ofrece mayores beneficios que un único ganador</li> <li>Subasta de Venta: Directa; Subasta de Compra: Inversa</li> </ul>
<b>Holandesa</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El precio <b>disminuye</b> con el tiempo; se oferta la cantidad al precio del momento</li> <li>El oferente gana automáticamente la cantidad propuesta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El precio <b>aumenta</b> con el tiempo; se oferta la cantidad al precio del momento</li> <li>El oferente gana automáticamente la cantidad propuesta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Negociaciones de emergencia</li> <li>Subasta de Venta: Inversa; Subasta de Compra: Directa</li> </ul>

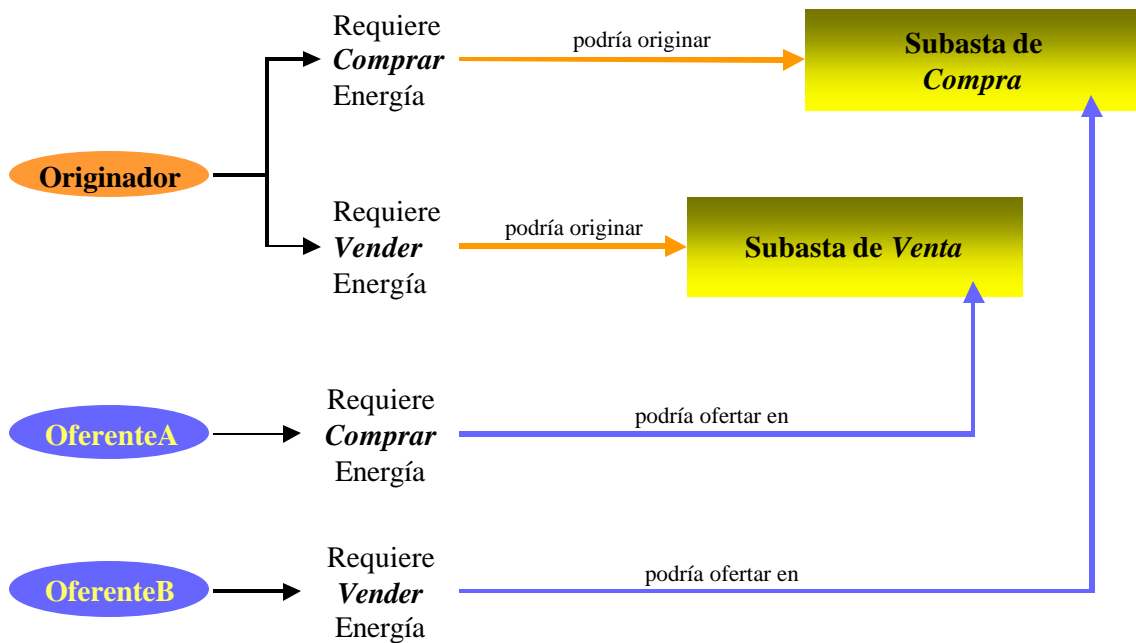
Inicialmente la CREG está planteando la subasta tipo Yanqui.

PARÁMETRO	Subasta Inglesa Directa (Inversa)	Subasta Yanqui Directa (Inversa)	Subasta Holandesa Directa (Inversa)
<b>Precio de Apertura - PA</b> Se debe fijar con base en el precio de bolsa estimado para el periodo de duración del contrato.	Es el precio a partir del cual se comienza a ofertar; el PA constituye la mayor (menor) oferta al inicio de la subasta.	Es el precio a partir del cual se comienza a ofertar; el PA constituye la mayor (menor) oferta al inicio de la subasta. La mayor (menor) oferta de cantidad está en cero.	Al comienzo de la subasta el PA es el precio de compra (venta).
<b>Precio de Reserva - PR</b> Debe ser cercano al PA con el objeto de estimular a los oferentes.	La mejor oferta es ganadora sólo si el precio ofertado es mayor (menor) que el PR.	Las mejores ofertas serán ganadoras sólo si su oferta de precio es mayor (menor) que el PR	La subasta se acaba cuando se realice alguna oferta a un precio de compra (venta) igual o mayor (menor) que el PR.
<b>Incremento (Decremento) Mínimo</b>	Los oferentes deberán aumentar (disminuir) en este valor la mayor (menor) oferta si desean realizar una nueva puja.	Los oferentes deberán aumentar (disminuir) en este valor la mayor (menor) oferta de precio si desean realizar una nueva puja. La cantidad puede permanecer igual o variar ascendente o descendente.	El precio de compra (venta) aumenta (disminuye) automáticamente en este valor, cada <b>Intervalo de Tiempo para Incremento (Decremento)</b> . El Intervalo de Tiempo se encuentra en minutos.

*en COP/KWh*

## MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN

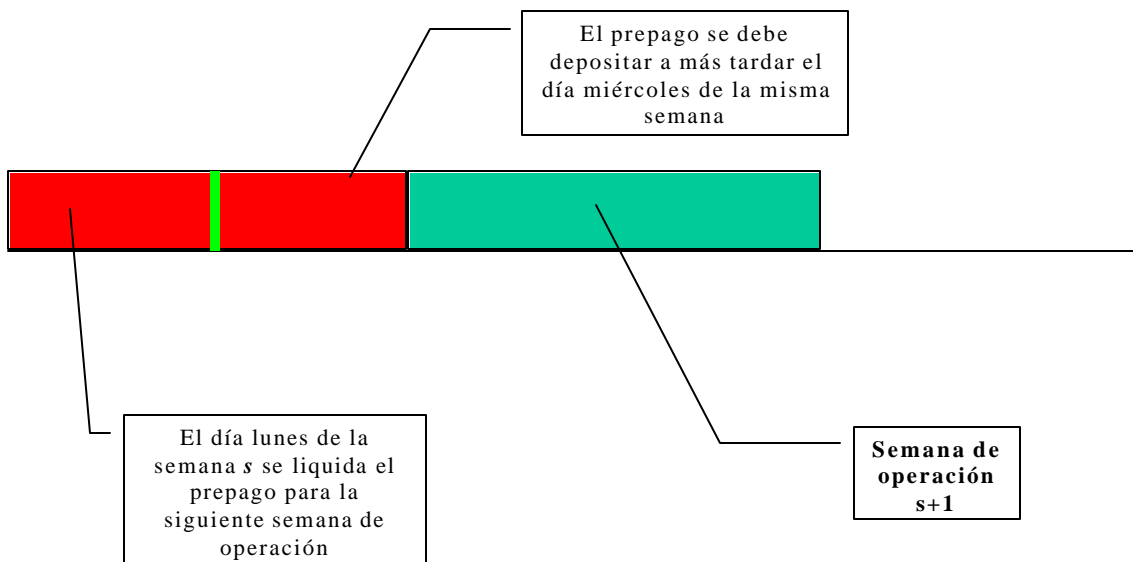
La CREG propuso el siguiente esquema:



### Garantías

Las transacciones realizadas en el SEC deberán ser garantizadas mediante un esquema de prepago, el cual se deberá realizar con una semana de anticipación al inicio de la ejecución del contrato.

### Prepago semanal



$$D_{sec,t,k} = \text{Máx} \left( 0, \sum_{h=1}^{168} \left( \sum_{j=1}^n C_{csec,j,t,k} * P_{csec,j,t,k} - \sum_{j=1}^m C_{vsec,j,t,k} * P_{vsec,j,t,k} \right) \right)$$

Donde:

$D_{sec,t,k}$ :	Valor del Depósito en la semana $t$ para el agente $k$ por concepto de obligaciones adquiridas en el SEC.
$t$ :	Semana en la cual se realiza la liquidación del valor del Depósito
$h$ :	Cada una de las horas en el período de tiempo comprendido entre el sábado y el viernes de la semana siguiente a la liquidación del valor del depósito para las cuales se calculan las transacciones horarias del agente $k$ en el SEC.
$n$ :	Número de contratos Pague lo Contratado o de Opción de compra en el SEC del agente $k$ en la hora $h$ .
$m$ :	Número de contratos Pague lo Contratado o de Opción de venta en el SEC del agente $k$ en la hora $h$ .
$C_{csec}$ :	Contrato Pague lo Contratado o de Opción de compra de energía $j$ adquirido en el SEC de conformidad con la regulación vigente.
$P_{C_{csec}}$ :	Precio de Compra del contrato Pague lo Contratado o el Precio de Ejercicio del contrato de opción $j$ adquirido en el SEC de conformidad con la regulación vigente.
$C_{vsec}$ :	Contrato pague lo contratado o de opción de venta de energía $l$ transado en el SEC de conformidad con la regulación vigente.

## Margen:

Cada agente participante en el mercado de largo plazo, debe constituir un margen inicial asociado a cada una de sus obligaciones en contratos, el cual será trasladado al comprador o vendedor según el caso, cuando por incumplimiento en el depósito de garantías el contrato deba ser finalizado antes de la fecha establecida para tal fin.

## Margen

Vendedores

$$\text{Margen}_t = \left\{ \sum_h \sum_i Q_{c,i,h} * (P_{b,h} - P_{c,i,h}); \text{Siempre que} \right.$$

$$\sum_{i,h} Q_{c,i,h} > \sum_h Q_{r,h} \text{ y}$$

$$P_{b,h} < P_{c,i,h}$$

Compradores

$$\text{Margen\_inicial} = 5\%(\text{MCp} * \text{PU})$$

## Operación y mantenimiento

- La implementación, operación y mantenimiento del SEC será realizada por el ASIC.

- Los costos asociados serán considerados dentro de la remuneración del ASIC.
- El ASIC deberá implementar un mecanismo de auditoría del SEC.
- Liquidación, facturación y recaudo de las transacciones realizadas en el SEC
- Las transacciones realizadas en el SEC serán liquidadas, facturadas y recaudadas por el ASIC.
- Los pagos por parte del agente comprador serán realizados al ASIC y trasladados por este al agente vendedor

En estas transacciones se aplica lo contenido en la ley de comercio electrónico

Ley 527 de 1999, en su Artículo 7º, establece que: "...cuando cualquier norma exija la presencia de una firma o establezca ciertas consecuencias en ausencia de la misma, en relación con un mensaje de datos, se entenderá satisfecho dicho requerimiento si: a) Se ha utilizado un método que permita identificar al iniciador de un mensaje de datos y para indicar que el contenido cuenta con su aprobación, b) Que el método sea tanto confiable como apropiado para el propósito por el cual el mensaje fue generado o comunicado. Lo dispuesto en este artículo se aplicará tanto si el requisito establecido en cualquier norma constituye una obligación como si las normas simplemente prevén consecuencias en el caso de que no exista una firma."