

MODELO DE VALORACIÓN DE RIESGO EN LA GESTIÓN DE CONTRATOS
DE VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

MÓNICA SÁNCHEZ CÉSPEDES



UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA CON ÉNFASIS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2012

MODELO DE VALORACIÓN DE RIESGO EN LA GESTIÓN DE CONTRATOS DE VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Trabajo de grado para optar por el título de
Maestría en Ingeniería con énfasis en Ingeniería Eléctrica

MÓNICA SÁNCHEZ CÉSPEDES

Director
Profesor Carlos Arturo Lozano Moncada Ph.D



UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA CON ÉNFASIS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2012

NOTA DE ACEPTACIÓN

Presidente del jurado: _____

Jurado: _____

Jurado: _____

Santiago de Cali, 12 Septiembre de 2012

AGRADECIMIENTOS

A las personas que amo inmensamente y a quienes me regalaron su sabiduría y buenos deseos.

Mónica Sánchez Céspedes

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	iv
ÍNDICE DE TABLAS	vii
ÍNDICE DE GRÁFICAS	viii
RESUMEN.....	X
INTRODUCCIÓN	12
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	15
2. IMPORTANCIA Y PERTINENCIA DE LA PROPUESTA.....	17
3. OBJETIVOS.....	18
3.1 Objetivo General.....	18
3.2 Objetivos Específicos.....	18
4. MARCO DE REFERENCIA.....	19
4.1 Descripción general del sector eléctrico colombiano	19
4.2 Marco legal	20
4.3 Estructura del mercado de electricidad	23
4.4 Características del mercado del sector eléctrico colombiano	25
4.5 Agentes de mercado de energía eléctrica.....	27
4.6 Mercado de energía mayorista	29
4.6.1 Mercado spot.....	32
4.6.2 Sistema de formación del precio de energía	32
4.6.3 Volatilidad de los precios.....	35
5. FACTORES DE RIESGO DEL SECTOR ELÉCTRICO	38
5.1 Riesgo de mercado	38
5.2 Riesgo operacional.....	43

5.3	Riesgo regulatorio.....	44
5.4	Riesgo liquidez.....	45
5.5	Riesgo crediticio	45
5.6	Otros Riesgos	45
6.	ANÁLISIS MEDIDAS DE RIESGO.....	47
6.1	Medidas de valoración de riesgo.....	49
6.1.1	Valor en riesgo - VaR Value at Risk.....	49
6.1.2	Valor en riesgo condicional - CVaR Conditional Value at Risk	53
6.2	Métodos para la estimación de las medidas de riesgo	54
6.3	Aplicaciones en el sector eléctrico.....	58
7.	METODOLOGÍA DEL TRABAJO.....	59
7.1	Minería de datos.....	60
7.2	Técnica de simulación.....	61
7.3	Técnica de optimización	63
8.	CASO DE APLICACIÓN	65
8.1	Descripción del caso de aplicación	65
8.2	Problema	65
8.3	Análisis de series de datos	65
8.4	Modelo de análisis de valoración de riesgo	79
8.4.1	Supuestos del modelo.....	79
8.4.2	Variables del modelo.....	83
8.4.3	Función de utilidad.....	86
8.5	Análisis de resultados	88
9.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	98
10.	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	104
11.	APÉNDICE.....	113
11.1	Datos de salida	113

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características del mercado de electricidad	25
Tabla 2. Generadores representativos del sistema	26
Tabla 3. Participación Nacional del mercado de electricidad	27
Tabla 4. Series de datos históricas	61
Tabla 5. Estadística descriptiva de la serie diaria de los precios spot de la bolsa nacional .	71
Tabla 6. Estadística descriptiva de la serie mensual de los precios spot.....	71
Tabla 7. Estadística descriptiva de la serie mensual de precios spot agregada por mes	71
Tabla 8. Estadística descriptiva de la serie mensual de la generación real por planta	76
Tabla 9. Estadística descriptiva de la serie diaria de precios medios de contratos	78
Tabla 10. Estadística descriptiva de la serie mensual de precios de contratos	78
Tabla 11. Estadística descriptiva de la serie mensual del CERE	79
Tabla 12. Índices del modelo	83
Tabla 13. Variables de decisión	83
Tabla 14. Variables del entorno	84
Tabla 15. Variables de proceso	84
Tabla 16. Variables de salida	85
Tabla 17. Escenarios simulados	88
Tabla 18. Resultados escenario 1	89
Tabla 19. Resultados escenario 2	92
Tabla 20. Resultados escenario 3	95

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Participación tipos de generación de energía eléctrica	20
Gráfica 2. Estructura institucional del mercado de electricidad	21
Gráfica 3. Marco legal general del mercado de electricidad.....	22
Gráfica 4. Estructura del mercado de electricidad	23
Gráfica 5. Esquema del mercado de energía mayorista	24
Gráfica 6. Esquema de contratación de un generador.....	31
Gráfica 7. Esquema de la formación del precio de bolsa.....	35
Gráfica 8. VaR de una función de distribución normal	51
Gráfica 9. VaR y CVaR de una función de distribución normal	54
Gráfica 10. Esquema general de la metodología aplicada	59
Gráfica 11. Esquema del modelo desarrollado	60
Gráfica 12. Proyección de precios spot de bolsa de la energía eléctrica.....	62
Gráfica 13. Serie histórica de los precio spot de la bolsa de energía nacional	66
Gráfica 14. Comportamiento serie histórica diaria por año	67
Gráfica 15. Comportamiento serie histórica mensual por cada año.....	68
Gráfica 16. Comportamiento serie histórica diaria por cada año climático	68
Gráfica 17. Comportamiento serie histórica mensual por año climático	69
Gráfica 18. Comportamiento de la serie de precios spot mensuales agregada por mes.....	69
Gráfica 19. Comportamiento de la serie de precios spot mensuales agregada por año	70
Gráfica 20. Serie histórica de los precios spot vrs las franjas de precios.....	72
Gráfica 21. Franjas de precios spot por mes	73
Gráfica 22. Franjas de precios spot por mes	73
Gráfica 23. Comportamiento de la serie de generación real agregada por mes y año	74
Gráfica 24. Comportamiento de la serie de precios medios de contratos	77
Gráfica 25. Comportamiento de la serie precios medios de contratos vrs precios spot.....	77
Gráfica 26. Comportamiento de la serie de precios medios de contratos por mes y año....	78
Gráfica 27. Comportamiento de la serie de costo equivalente real de energía	78
Gráfica 28. Serie Comportamiento de la serie de Costo Equivalente Real de Energía	79

Gráfica 29. Frontera eficiente escenario 2	91
Gráfica 30. Frontera eficiente escenario 2	93
Gráfica 31. Frontera eficiente escenario 3	96

RESUMEN

La valoración de riesgo en la gestión de venta de energía eléctrica a través de los contratos de largo plazo es el tema central del presente documento. La volatilidad de la serie de precios spot de la bolsa de energía nacional de Colombia es uno de los aspectos de mayor incidencia en la cuantificación del riesgo en el mercado del sector eléctrico; esta característica inherente de las series de precios es uno de los mayores objetos de estudio por su relevancia en la administración del riesgo de precio sobre cualquier activo.

Respondiendo a esta necesidad se presenta el planteamiento del problema e importancia de la medición y gestión del riesgo, en un caso aplicado desde la perspectiva de uno de los agentes del mercado del sector eléctrico, *el generador*. El modelo desarrollado se realizó mediante la definición de distribuciones de probabilidad, la aplicación del método de la simulación Monte Carlo y el análisis de las medidas de riesgo definidas como el valor en riesgo - VaR - y el valor en riesgo condicional - CVaR en un horizonte de tiempo dado y distintos escenarios; lo cual brinda argumentos cuantitativos necesarios para el análisis en la toma de decisiones.

Palabras claves: Riesgo de mercado, Precios spot bolsa de energía, Simulación Monte Carlo, Medidas de valor en riesgo.

ABSTRACT

The assessment of risk in managing sales of electricity through long-term contracts is the focus of this document. The volatility of the spot price series of the national power market in Colombia is one of the highest incidence in the quantification of market risk in the electricity sector, a feature inherent in the price series is one of the largest objects study for its relevance in the management of price risk on any asset.

Responding to this need arises the problem statement and the importance of risk measurement and management, applied in a case from the perspective of one of the market operator of the electricity sector, *the generator*. The developed model was performed by defining probability distributions, the application of the Monte Carlo simulation and analysis of defined risk measures like Value at Risk - VaR and conditional Value at Risk - CVaR at a given time horizon and different scenarios, which provides quantitative arguments for analysis in decision-making.

Key words: Markets risk, spot price of energy market, Simulation Monte Carlo, Value at Risk measures.

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

Como consecuencia de los procesos de reforma del mercado eléctrico desde la década del noventa y con el objetivo de incrementar la eficiencia del sector de energía eléctrica colombiano, se implementaron procesos de liberalización y desregulación, los cuales incentivaron la participación de los agentes dentro de un esquema de libre mercado; con esto se pretendió que el funcionamiento del sector de energía eléctrica fuera determinado por la dinámica del mercado.

El sistema eléctrico Colombiano se fundamenta en el hecho que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista. Como contraparte comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado.

La desregulación de los mercados de energía y la introducción de la competencia han conducido a cambios que afectan la precisión en los pronósticos y, por tanto no es posible garantizar los beneficios para los agentes del mercado. El riesgo de mercado en las

negociaciones es considerable, por ejemplo la volatilidad de los precios en el mercado spot para Colombia ha presentado valores superiores al 350% en una escala mensual y del 300% en una escala diaria, de acuerdo con los datos de la serie histórica de los precios spot de la base de datos NEÓN de XM.

De acuerdo con lo planteado por Díaz, J. (2011) consumidores y generadores de energía eléctrica preferirán tener una mayor certeza sobre los precios futuros de electricidad. La incertidumbre crea riesgos y la mayor parte de los individuos son adversos al riesgo. Para el consumidor el riesgo se presenta cuando el precio de la electricidad sea más alto que el previsto, mientras que para el generador el riesgo se presenta cuando el precio es inferior al que había esperado. Dado que ambos son adversos al riesgo, el consumidor y el productor prefieren protegerse sobre variaciones de precio. En este sentido la electricidad es igual a cualquier otro activo de la economía. Generadores y consumidores han desarrollado mecanismos para protegerse de variaciones de precio, principalmente a través de contratos a mediano y largo plazo.

El problema a tratar en este trabajo es el de determinar un modelo de valoración de riesgo en las transacciones de energía a través de contratos a largo plazo, el tema se aborda haciendo un análisis del sector eléctrico e identificando las variables determinantes, con las cuales se puede argumentar cual es el punto óptimo de contratación que permitirá al generador maximizar el margen de beneficio, a la vez de minimizar el riesgo de pérdida de valor.

El trabajo se compone de tres capítulos. El primer capítulo comprende esta introducción, la importancia y objetivos propuestos. En el segundo capítulo se presenta una breve descripción de la cadena de producción de energía eléctrica, los principales agentes participantes e instituciones que procuran el buen funcionamiento del sistema; además una síntesis de los mecanismos de negociación de la electricidad en el mercado mayorista. El tercer capítulo se presenta el caso de aplicación de un generador, en el cual se aplica la metodología propuesta, el análisis de la serie de precio spot de la bolsa de energía y la

medición de las posibles pérdidas para el agente generador expuesto a la volatilidad; además se presentan las conclusiones y oportunidades de investigación a futuro.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El proceso de transformación que afrontó el sector eléctrico colombiano por consecuencia de la liberación y competitividad entre los agentes, introdujo un gran riesgo como es el riesgo de mercado debido a la volatilidad en el precio de bolsa de energía, adicional a los riesgos inherentes del sector eléctrico tales como el riesgo de regulación, el riesgo operativo, el riesgo de demanda en los comercializadores, entre otros; Estos, junto al comportamiento de la hidrología hacen del sector un escenario de gran incertidumbre para cualquier agente interesado en obtener rentabilidad.

Considerando lo anterior, se identifica que el agente generador del caso de aplicación, actualmente no cuenta con un procedimiento sistemático que permita la medición y valoración del riesgo inherente en las transacciones realizadas a través de los contratos de venta de energía eléctrica a largo plazo. De igual forma, no cuenta con una herramienta que permita determinar una posición óptima en la relación riesgo – retorno en concordancia con la política de contratación definida por el generador de acuerdo con su función de utilidad.

De acuerdo con lo anterior, el trabajo de investigación pretende plantear un modelo que permita la medición y valoración del riesgo a través del cálculo de los indicadores de riesgo tales como el valor en riesgo - VaR y el valor en riesgo condicional - CVaR vía aplicación de la simulación Monte Carlo; además de determinar la frontera eficiente e identificar los puntos óptimo de contratación de acuerdo con el nivel de riesgo que implica cada posición.

La razón de la elección del método de simulación Monte Carlo y cálculo de los indicadores de riesgo tales como el valor en riesgo - VaR y el valor en riesgo condicional - CVaR, se debe a que es el método más apropiado en este estudio dadas las condiciones de alta volatilidad que presentan algunas de las variables del modelo; lo cual no podría ser viable a través de los métodos de aproximación paramétrica y simulación histórica. Jorion (2001)

La función objetivo del Generador basada en la función de utilidad operacional se ve afectada por una serie de variables que están fuera de su control, tales como el precio de energía y la producción de energía esperada. Se usará el método Monte Carlo que permite modelar la volatilidad conjunta de los factores de riesgo antes mencionados, recogiendo los potenciales efectos de correlación negativa o positiva entre los factores de riesgo.

Vía método simulación Monte Carlo se va a modelar los escenarios de utilidad, posteriormente se estima el Valor en Riesgo – VaR y el Valor en Riesgo Condicional – CVaR de la distribución de salida de la utilidad con el fin de encontrar la frontera eficiente en una función del perfil de riesgo-retorno del generador; para ello se va a utilizar la rutina de optimización Risk Optimizer del software @Risk, teniendo en cuenta la relajación de las 2 funciones objetivo en conflicto. (Maximización de utilidad y minimización de riesgo) por la vía de las restricciones.

La implementación de este modelo de estudio, contribuirá en la definición de una metodología que permita soportar con argumentos cuantitativos la toma decisiones adecuadas en el proceso de negociación por parte del agente generador.

2. IMPORTANCIA Y PERTINENCIA DE LA PROPUESTA

La competitividad en los mercados eléctricos hace imprescindible que las empresas de generación cuenten con herramientas de ayuda para la medición del riesgo. La predicción del nivel de riesgo y el punto óptimo de contratación resulta crítica a la hora de realizar ofertas a mercados diversos; debido a que la predicción de precios de energía eléctrica es sensiblemente más compleja que la predicción de la demanda dado que el nivel de incertidumbre es mayor. Espínola, R. (2004); Conocer el nivel de riesgo con anterioridad hace posible que los generadores determinen su estrategia de contratación óptima, de tal forma que se maximice su utilidad.

Por lo tanto, la propuesta de investigación es pertinente por cuanto busca aportar al desarrollo de la gestión del riesgo por parte del agente generador, dado que es un campo que se desea potencializar en la Empresa del caso de aplicación, en consecuencia es una oportunidad de desarrollo.

Además, la propuesta es importante dado que considera los siguientes aspectos:

1. La principal motivación de la realización de esta investigación será la aplicación del modelo obtenido, tanto de la técnica de simulación como de optimización a la solución de un problema real.
2. Dejará como resultado un modelo y contribuirá en la definición de una metodología que permitirá soportar con argumentos cuantitativos la medición y valoración del riesgo.
3. Generará conocimientos que permiten dar capacidad para evaluar los riesgos en el proceso de venta de energía a largo plazo en el proceso de Mercado Mayorista.

3. OBJETIVOS

3.1 Objetivo General

Construir un modelo de simulación de riesgo de mercado inherente en el proceso de venta de energía eléctrica a través de los contratos constituidos por parte del agente generador del caso de estudio; mediante el cálculo de los indicadores de riesgo tales como el valor en riesgo - VaR y el valor en riesgo condicional - CVaR mediante la definición de distribuciones de probabilidad y vía aplicación de la simulación Monte Carlo; con el fin de determinar la composición óptima del portafolio en los diversos escenarios de interés definidos por el agente generador.

3.2 Objetivos Específicos

- Analizar el proceso comercial realizado en la gestión del Mercado Mayorista del caso de estudio, con el propósito de identificar los aspectos relevantes a considerar en el modelo de valoración de riesgo.
- Definir un procedimiento sistemático para determinar la frontera eficiente, a partir de los resultados de las simulaciones del caso de estudio.
- Contribuir en la definición de una metodología, que permita soportar con argumentos cuantitativos, la medición y la gestión de riesgo de los contratos de venta de energía eléctrica, necesarios en el proceso de negociación por parte del agente generador.

Capítulo 2

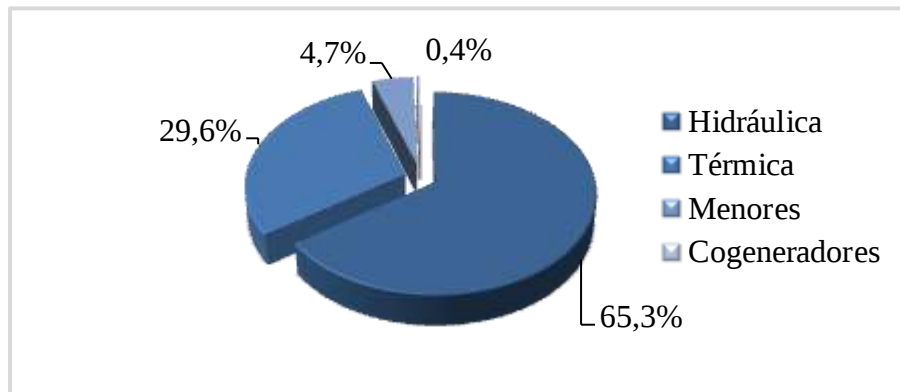
4. MARCO DE REFERENCIA

4.1 Descripción general del sector eléctrico colombiano

En el mercado del sector eléctrico, el producto con el cual se realizan las transacciones es la electricidad, la cual por ser no almacenable; implica que la energía eléctrica debe ser consumida en el mismo momento que es producida, por lo tanto se trata de un mercado en permanente equilibrio, Sierra, J. et. al. (2008). Esto crea problemas de restricciones y la necesidad de un exceso de capacidad instalada para atender los picos de demanda; igualmente se debe considerar que la demanda se caracteriza por ser inelástica, es decir no responde a las variaciones de los precios de la energía y es cíclica siguiendo los patrones de comportamiento de la cotidianidad residencial e industrial, de tal forma que en la curva de la demanda aparecen picos de demanda diarios, semanales e incluso mensuales, los cuales en parte están relacionados con la temperatura; por lo tanto para garantizar un margen de capacidad que asegure la fiabilidad del sistema existe el cargo por confiabilidad, el cual introduce competencia por servir energía firme al menor costo posible e incentiva a los generadores la introducción de nueva capacidad, nuevos proyectos de generación de energía eléctrica.

El sector eléctrico en Colombia está principalmente dominado por la generación de energía hidráulica, la cual representa el 65,3% de la producción, seguido de la generación térmica, en menor escala la generación de plantas menores y cogeneradores, estos últimos provienen en gran medida del sector azucarero (Ingenios) cuya generación de energía proviene del bagazo de caña; lo anterior se presenta en la gráfica 1.

Gráfica 1. Participación tipos de generación de energía eléctrica



Fuente: UPME boletín junio de 2011

No obstante, Colombia tiene un gran potencial en recursos para el desarrollo de nuevas tecnologías de energía renovable como la eólica, solar y biomasa, que en gran parte permanecen sin explorar. Por lo tanto, las grandes plantas de energía hidráulica y térmica dominan los planes de expansión actuales, como lo es en la construcción de una línea de transmisión con Panamá que enlazará a Colombia con Centroamérica, UPME (2010b).

4.2 Marco legal

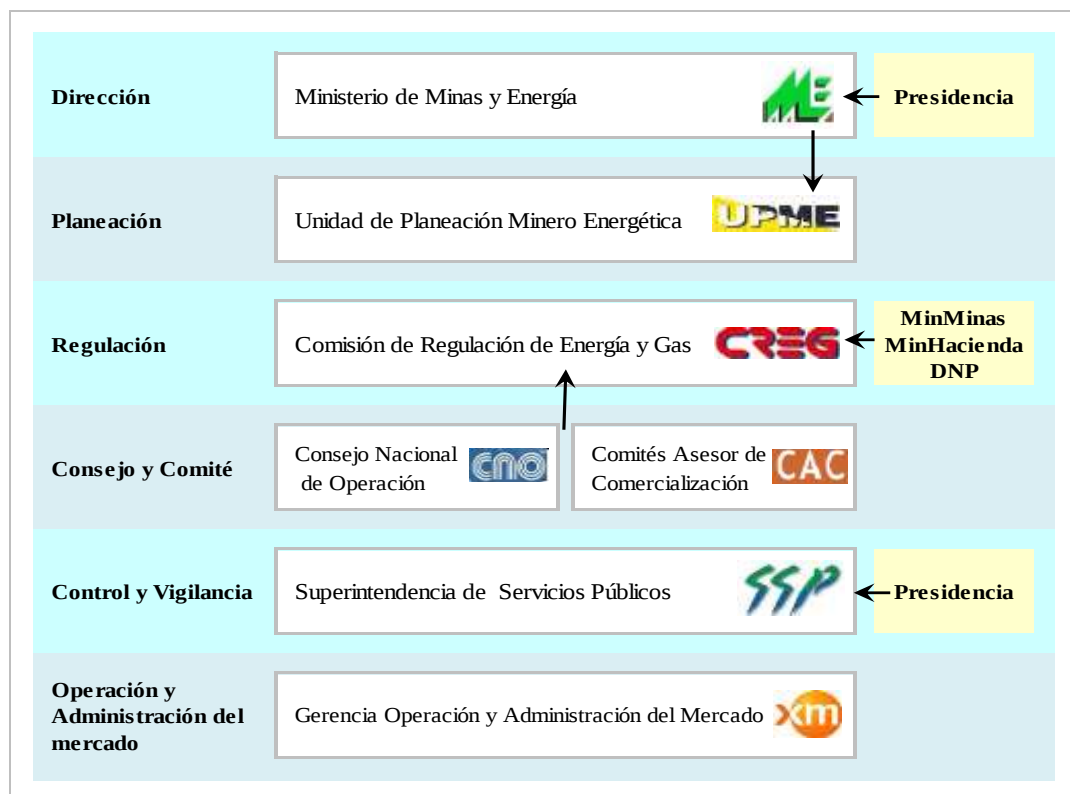
De acuerdo con el establecimiento del marco legal ordenado por la Constitución, el mercado colombiano de Energía Eléctrica nació en 1994 con la aprobación de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994) en las cuales se reglamentaron las actividades del sector; además se definieron los criterios generales y las políticas que debían regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica) viabilizó el enfoque constitucional, reguló las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, creó ambiente de mercado y promovió la libre competencia entre los agentes participantes, fortaleció el sector y delimitó la intervención del Estado.

Con el panorama desfavorable a raíz del racionamiento a escala nacional presentado durante 1991-1992, el gobierno se vio en la necesidad de buscar la eficiencia en los servicios públicos, mediante la promoción de la libre competencia en el sector, permitiendo la entrada a todos los agentes que estuvieran interesados.

En la gráfica 2, se presenta la estructura institucional mediante la cual se regula y controla el mercado de electricidad en Colombia.

Gráfica 2. Estructura institucional del mercado de electricidad



Fuente: Presentación XM junio de 2011

En la gráfica 3, se presenta una línea de tiempo con los aspectos más relevantes que han impactado al sector de energía eléctrica en Colombia durante las últimas 2 décadas.

Gráfica 3. Marco legal general del mercado de electricidad



Fuente: Presentación XM Derivex marzo de 2011

Entre los acontecimientos más relevantes se pueden destacar los presentados a comienzos de la década de 1990, en los cuales el gobierno avanzó en la modernización del sector eléctrico, abriéndolo a la participación privada. La reestructuración se llevó a cabo mediante las Leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley de Electricidad), que definieron el marco regulativo para desarrollar un mercado competitivo. El nuevo esquema, diseñado por CREG (la Comisión Reguladora de Gas y Energía), fue implementado a partir de julio de 1995.

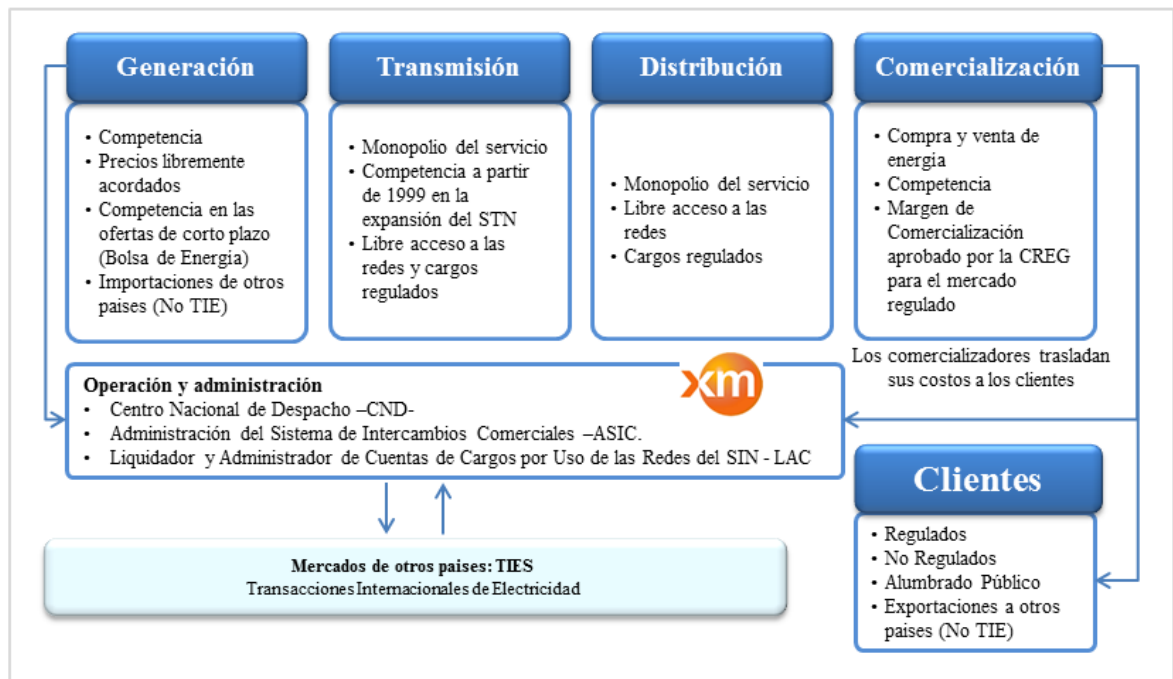
En el año 2008 se define el cargo por confiabilidad el cual es un esquema de remuneración que permite hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador con el fin de promover la expansión del parque de generación energético en Colombia y además de asegurar la disponibilidad de los recursos de generación para el abastecimiento de la demanda en situaciones de escasez a precios eficientes, CREG. (1995a) y CREG. (1995b).

4.3 Estructura del mercado de electricidad

Las empresas del sector eléctrico verticalmente integradas, se ocupan de toda la cadena de valor en el negocio de la energía eléctrica para hacer llegar la producción de la central hasta el consumidor final. Con la liberación del sector eléctrico se produjeron cambios fundamentales en esta estructura donde las actividades de generación y comercialización pueden funcionar integradas o separadas y de forma competitiva con reglas de mercado, mientras que el transporte y la distribución se considera que deben operar como monopolio natural.

En la gráfica 4. Se presenta la estructura del mercado de electricidad colombiano, la cual es esencial para el funcionamiento en cuanto a la producción, operación, regulación y administración del sistema de energía eléctrica en el país.

Gráfica 4. Estructura del mercado de electricidad



Fuente: Adaptado de XM junio de 2011

De la manera como es negociada la energía eléctrica en Colombia se parte para identificar las posiciones de los agentes generadores y comercializadores además de las exposiciones que estos tienen en sus actividades de negociación, lo cual proporciona elementos de contexto claros y necesarios para analizar la medición del riesgo de los agentes.

El mercado de energía en Colombia consta de dos grandes segmentos, lo cual se observa en la gráfica 5:

- El mercado mayorista de energía donde se realizan transacciones entre los generadores, los distribuidores y los comercializadores. A este mercado lo forman dos mercados diferentes: Bolsa de energía y contratos a largo plazo.
- El mercado minorista que atiende al usuario final directamente.

Gráfica 5. Esquema del mercado de energía mayorista



Fuente: Presentación XM junio de 2011

4.4 Características del mercado del sector eléctrico colombiano

En la tabla 1. Se puede se describen los agentes del mercado que componen el Mercado de Energía Mayorista – MEM y la capacidad de generación con la cual cuenta Colombia.

Tabla 1. Características del mercado de electricidad

Agentes del Mercado		
Generadores		48
Transportadores		11
Distribuidores		30
Comercializadores		85
Capacidad de Generación MW		
Plantas Hidráulicas		9.185
Plantas Menores		655
Plantas Térmicas	Gas	2.950
	Carbón	967
	Fuel Oil	432
	Combustóleo	187
Cogeneradores		54.8
Total Capacidad		14.430,8 MW

Fuente: UPME Informe mensual mayo 2012

En la tabla 2, se presentan los 6 generadores que administran el 84% de la capacidad nacional.

Tabla 2. Generadores representativos del sistema

Operador	Central	Embalse	Río
EPSA	Albán	Altoanchicayá	Altoanchicayá
			Dagua
	Calima	Calima1	Calima
	Salvajina	Salvajina	Cauca salvajina
	Prado	Prado	Prado
EMGESA	Betania	Betania	Magdalena Betania
	Guavio	Guavio	Guavio
	Pagua	Agregado Bogotá (Sisga-Neusa-Tominé)	Bogotá mr.
			Blanco
		Muna	
		Chuza	Chuza
CHIVOR	Chivor	Esmeralda	Bata
EPM	Guatapé	Penol	Naré
	Guatrón	Troneras	Concepción
			Desviaciones eeppm
			Guadalupe
		Miraflores	Tenche
	La tasajera	Riogrande2	Grande
	Playas	Playas	Guatapé
	Porce ii	Porce ii	Porce ii
	Porce iii	Porce iii	Porce iii
ISAGEN	Jaguas	San Lorenzo	A. San Lorenzo
	Miel ii	Miel i	Miel i, desviación Guarino
	San Carlos	Punchiná	San Carlos
URRA	Urra	Urra1	Sinú – Urrá

Fuente: Presentación XM marzo de 2011

En la tabla 3, se presentan la participación nacional del mercado de electricidad por las distintas regiones del país, tanto en la capacidad de generación como en la demanda de energía eléctrica.

Tabla 3. Participación Nacional del mercado de electricidad

Participación Nacional	Capacidad Generación %	Demanda Energía Eléctrica %
Antioquia	32	15
Centro	23	25
Suroccidente	20	26
Caribe	19	23
Nordeste	6	11

Fuente: Presentación XM Derivex marzo de 2011

4.5 Agentes de mercado de energía eléctrica

Agente Generador

Son las empresas encargadas de la producción de energía eléctrica, mediante las plantas de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional – SIN y con capacidad instalada mayor o igual a 20 MW. La energía puede transarse en la Bolsa de energía o mediante la contratación bilateral con otros agentes generadores, comercializadores o con los usuarios no regulados.

Agente Transmisor

Esta actividad consiste en el transporte de grandes bloques de energía a través de sistemas de líneas, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kilovoltios a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores. Los transmisores de

energía eléctrica deben permitir el libre acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite.

Agente Distribuidor

Son los agentes que poseen líneas de distribución por lo tanto son los encargados del transporte de energía por medio de redes y subestaciones que funcionan con tensiones menores a 220 kilovoltios. Dichas redes no pertenecen al sistema de transmisión regional ya que prestan un servicio municipal o en las localidades del territorio nacional. Los distribuidores tienen como responsabilidad la planeación, operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión Regional - STR, y del Sistema de Distribución Local - SDL. Los Distribuidores están obligados a permitir el acceso a sus redes a cualquier usuario, comercializador, generador, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas y deben permitir la conexión de las nuevas líneas que construyan los agentes autorizados.

Agente Comercializador

Son las Empresas encargadas de la comercialización de la energía eléctrica, lo cual consiste en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su respectiva venta a los usuarios finales los cuales pueden ser regulados y no regulados. Esta actividad puede ser desarrollada por agentes especializados como en el caso de los comercializadores puros o por agentes que realizan en forma simultánea la actividad de generación o de distribución.

La comercialización de energía eléctrica no es una actividad intensiva en capital (planta, equipos y otros activos fijos), pero requiere una gran capacidad de gestión comercial (mercadeo, capacidad de negociación, recaudo de cartera y otros servicios) y una adecuada actualización tecnológica (tele medida, hardware, software) y administrativa para el desarrollo eficiente del negocio.

Los usuarios finales de electricidad participan en el mercado de energía por intermedio del comercializador que los atiende; quienes a su vez tienen plena libertad para seleccionar el comercializador que les prestará el servicio.

4.6 Mercado de energía mayorista

La reglamentación del mercado mayorista fue definido y desarrollado por la comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, como el sistema de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional - SIN. Para este propósito, la Comisión se asesoró de consultores nacionales e internacionales y con el apoyo de las empresas del mismo sector, promulgó las reglamentaciones básicas e impulsó el funcionamiento el nuevo esquema a partir del 20 de julio de 1995, el cual guarda similitud con el mercado de Inglaterra y Gales, es decir, un mercado de contratos financieros a largo plazo y transacciones directas en la bolsa de energía, sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables. Siendo Colombia el primer país en Latinoamérica en diseñar y aplicar un mercado de bolsa de energía.

La operación y la administración del mercado la realiza XM, el cual tiene a su cargo las funciones de administrador del sistema de intercambios comerciales -ASIC- además de liquidador y administrador de cuentas de cargos por uso de las redes del SIN -LAC- y la función de operación a través del Centro Nacional de Despacho -CND-¹.

Es de destacar que el Mercado de Energía Mayorista - MEM es el que permite dinamizar el potencial técnico y económico, como un motor que mueve toda la generación, transmisión, distribución y comercialización; no obstante finalmente los costos competitivos de la energía en el mercado mayorista son reflejados en las tarifas de los usuarios. XM (2010).

¹XM. (2010). El mercado mayorista y su administración. Descripción del Sistema Interconectado Nacional. Julio 2010

4.6.1 Operaciones en el mercado de energía mayorista

Dentro de las operaciones de comercialización de energía eléctrica entre generadores y comercializadores, en el Mercado de Energía Mayorista - MEM existen dos mecanismos de transacción: contratos financieros bilaterales para la compra y venta de energía, en donde se establecen cantidades y precios libremente entre compradores y vendedores; y transacciones de energía en la Bolsa de energía, en donde los precios se determinan por medio de una subasta de oferta única de sobre cerrado, por orden de mérito (de menor a mayor precio hasta completar la demanda), para liquidación horaria de acuerdo al despacho de generación.

Dentro del primer mecanismo de comercialización de energía eléctrica, en el mercado de energía colombiano existen principalmente 3 tipos de contratos como se muestra a continuación:

Pague lo contratado (Take or Pay)

El comprador se compromete a pagar toda la energía contratada a una determinada tarifa, independiente de que ésta se consuma efectivamente. Si el comprador contrató una cantidad mayor que sus compromisos comerciales, la diferencia la vende en bolsa.

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, si el consumo es menor que la energía contratada, este excedente se le paga al comercializador al precio de Bolsa.

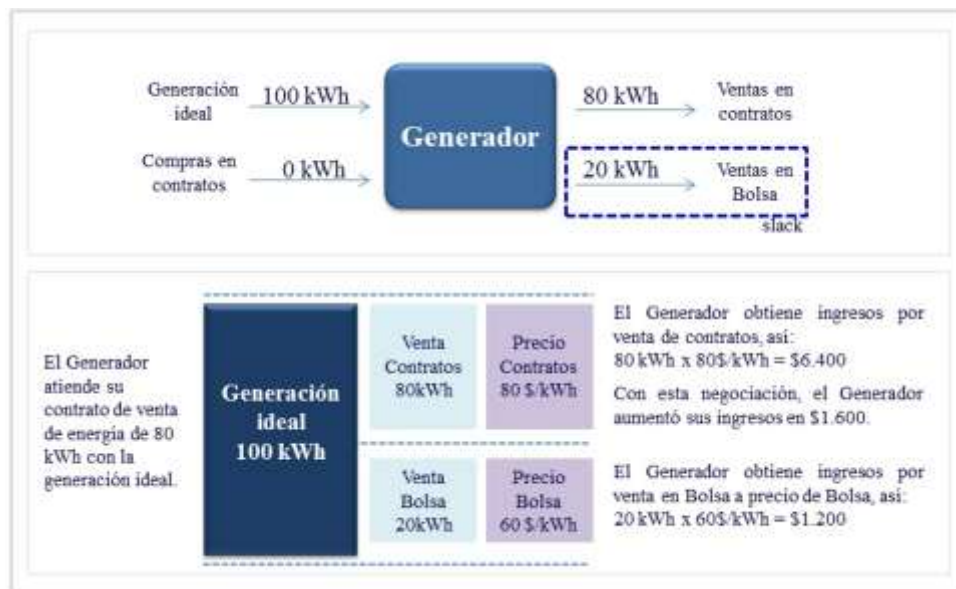
Pague lo demandado (Pays and demand)

Contratos suscritos para cubrir la demanda comercial del agente comercializador. Las cantidades solo se conocen al momento de calcular la demanda total del agente comprador. En este caso, el vendedor asume el riesgo de cambio en la demanda.

En la gráfica 6, se representa un ejemplo del esquema de venta de energía mediante los contratos y la bolsa energía, en el cual se refleja el beneficio obtenido por el agente generador debido a las condiciones establecidas y acertadas en la negociación de venta de energía por medio de contratos; si se tratara del caso contrario donde el precio de bolsa fuera mayor al precio de contrato este escenario representaría una pérdida para el agente generador.

Es por estas circunstancias, que se hace indispensable en el proceso de análisis y toma de decisiones de la composición del portafolio, contar con herramientas que permitan determinar la probabilidad de escenarios desfavorables mediante el estudio de modelos de simulación basados en argumentos cuantitativos.

Gráfica 6. Esquema de contratación de un generador



Fuente: Presentación XM junio de 2011

4.6.1 Mercado spot

La Bolsa de energía eléctrica, es el sistema utilizado para que generadores y comercializadores efectúen transacciones de energía hora a hora, adicionales a las establecidas bilateralmente en los contratos garantizados de compra de energía, por cantidades y precios determinados por el juego libre de oferta y demanda, de acuerdo con las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación.

Existen diferencias entre las cantidades contratadas y la producción real de los generadores o el consumo individual de la demanda, además se debe garantizar el balance entre la generación y la demanda; Cualquier desbalance entre las transacciones arregladas de antemano a través de contratos es tratado como energía transada en forma de contado (spot).

Estudiar los factores que afectan la formación de los precios de bolsa e identificar nuevas metodologías para la predicción de los mismos, tiene un objetivo final: el empleo de estas herramientas debe reflejarse sobre el precio del kWh pagado por los usuarios. En otros términos, proyectar adecuadamente el futuro, podría mejorar el desempeño económico de los agentes y aumentar la eficiencia del mercado; en este sentido, el precio final del producto debería reflejar cada vez más el valor real de la energía.

4.6.2 Sistema de formación del precio de energía

La bolsa de energía es una figura comercial tipo subasta en sobre cerrado, la cual toma ofertas de precio y declaración de disponibilidad hora a hora de cada recurso de generación y establece un programa diario de generaciones, igualmente hora a hora. En la formación del precio de la energía se aplican dos métodos de asignación del mismo: subasta multiproducto de precio uniforme y subasta multiproducto de precio discriminante. El primer sistema consiste en la presentación de todas las ofertas por parte de los generadores

especificando precio y cantidad al Centro Nacional de Despacho que recibe y organiza por orden de mérito, estableciendo el precio máximo de las ofertas y de acuerdo con la demanda programada para cada hora, procede a despachar cada planta generadora con el precio más alto obtenido en las ofertas, de tal manera que todos los agentes generadores venden la energía al precio máximo. Por otra parte el sistema de subasta multiproducto de precio discriminante asigna el precio que cada generador despachado ofrezca con la cantidad de MWh correspondiente a la demanda programada. En Colombia el sistema que se utiliza es el de subasta multiproducto de precio uniforme.

En el mercado de energía mayorista, se llevan a cabo los siguientes procedimientos:

1. Los agentes generadores diariamente antes de las 8:00 a.m. de manera confidencial, hacen una oferta de precio en \$/MWh y la declaración de disponibilidad en MW de cada uno de sus recursos de generación, en la cual presentan una única oferta para cada una de las 24 horas del día siguiente. Con estas ofertas el Centro Nacional de Despacho –CND programa el despacho económico ordenando de menor a mayor las ofertas de precios que envían los agentes generadores. Con el despacho económico se busca cubrir la demanda estimada por energía eléctrica.

El registro histórico de estas ofertas y la declaración de disponibilidad se encuentran para consulta pública, de esta manera, los agentes pueden conocer la información de todos los oferentes en el mercado. El análisis de las ofertas de los agentes y de la intervención de ofertas y disponibilidades, es muy valioso puesto que, los demás agentes pueden conocer no solo el precio sino la disponibilidad histórica de generación de sus competidores.

2. El día del despacho las centrales generan la electricidad que se les asignó de acuerdo como la demanda del sistema lo requiera.

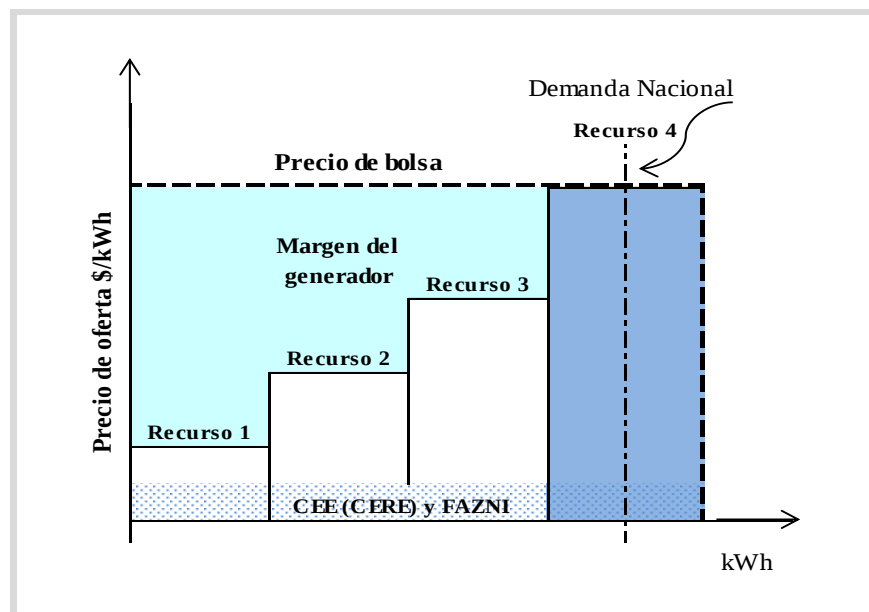
3. Al día siguiente de la operación se determina el precio de bolsa, mediante el siguiente proceso: se toma información de la generación real y de la demanda real. Con esta información se construye el despacho ideal, el cual utiliza los despachos reales más económicos para cubrir la demanda real. Así el precio de la bolsa para una hora determinada del día es la oferta de precio de la última planta necesaria para cubrir la demanda de esa hora.

Durante los últimos años no se observan comportamientos atípicos en la demanda de electricidad; sin embargo, el precio de la misma sí ha registrado un crecimiento constante durante el periodo. Igualmente, la volatilidad que refleja el precio evidenciada en los picos y caídas de este puede corresponder a causas diferentes a una presión de la demanda sobre la oferta de electricidad. Este comportamiento, logra evidenciar la inelasticidad del precio de la electricidad, ya que los consumidores finales al pagar tarifas reguladas no están expuestos a las volatilidades que se generan en el MEM.

El ejercicio de la Bolsa de Energía ha sido construido sobre las hipótesis de competencia perfecta, es decir, información perfecta, numerosos oferentes y demandantes, inexistencia de posiciones dominantes, neutralidad del dinero, no intervención del Estado, inexistencia de barreras para las entradas y salidas entre otros. En los modelos de competencia perfecta se obtienen soluciones de tipo Paretiano que maximizan el bienestar del consumidor y concluyen que la decisión de precios que más beneficio puede traerle a los competidores es ofertar un precio igual a su costo marginal, Jaramillo, A. (2000)

En la gráfica 7, se puede observar que el precio de bolsa es el precio de oferta del último recurso de generación no-inflexible requerido para atender la demanda real hora a hora y es con este precio que se realiza la liquidación de las transacciones realizadas por los agentes.

Gráfica 7. Esquema de la formación del precio de bolsa



Fuente: Adaptado de XM junio de 2011

A partir de la gráfica 7, se podría inferir que los generadores con menores costos serían los que ofertarían a menor precio y, por ende serían despachados completamente (caso de los recursos 1 y 2), mientras que, un generador que tenga mayores costos ofertarían a un precio mayor (caso de los recursos 3 y 4). Como se observa el recurso 4 no generaría toda su capacidad, puesto que proveería energía hasta el punto en el cual se cubra la demanda programada, determinando el precio de bolsa de energía.

4.6.3 Volatilidad de los precios

El comportamiento de los mercados bursátiles y su evolución ha despertado gran interés en estos últimos tiempos entre los agentes económicos. La volatilidad es una característica fundamental de los mercados financieros modernos, cuya medida y previsión es de vital importancia para los que en ellos operan, de manera que su ausencia puede llegar a vaciar de contenido la operatividad en dichos mercados. La volatilidad es una medida de

la velocidad del mercado, que tan rápido se ajustan los precios de los activos financieros ante determinados hechos Bahi, C. (2007). Los mercados que se mueven despacio son mercados de baja volatilidad, lo mercados que se mueven deprisa son mercados de alta volatilidad; por ejemplo, la volatilidad de los precios spot de la bolsa de energía nacional del mercado de electricidad en Colombia ha presentado valores superiores al 350% en una escala mensual.

Es por esto que el comportamiento estacional de la demanda y el comportamiento de las ofertas que hagan los agentes generadores en la subasta, tienen una gran influencia en la volatilidad del precio de la electricidad; por lo cual será más probable que el precio de la energía en bolsa, supere el precio de ejercicio si tiene mayor volatilidad, dado que en ese caso tiene un mayor potencial de oscilación.

En consecuencia, el análisis de los riesgos se convierte así en la identificación y estimación de las distribuciones de probabilidad que se supone siguen los precios en el caso de los riesgos de mercado y de otras variables en el caso de los riesgos de crédito y liquidez.

Características generales de los precios spot de la bolsa de energía eléctrica Meziat, R. (2008).

- Los precios spot de mercados eléctricos suelen exhibir alzas con bajadas consecutivas, denominados picos.
- Ellos ocurren debido a las particularidades de la formación del precio spot en diferentes mecanismos de subastas.
- Las subidas típicamente son temporales y se deben a excesos de demanda o escases en la producción, generalmente inesperadas.
- Los mercados de energía eléctrica son los más volátiles con variaciones superiores al 100% en algunos casos.

Causas típicas de la aparición de picos Meziat, R. (2008).

- Fluctuaciones en la carga de la red
- Cambios climáticos repentinos
- Fallas en la red de transmisión
- Escases o cortes en la generación

Elementos de la formación del precio spot que inciden en la aparición de picos Meziat, R. (2008).

- El precio surge en la intersección de la oferta y demanda en el mecanismo de bolsa correspondiente.
- La “pila de oferta” es la enumeración de todas las unidades de generación en una región dada, ordenadas de acuerdo a su costo marginal y su tiempo de respuesta.
- La demanda suele mostrar un comportamiento estacional.
- La demanda no es uniforme en la semana, cambia en días hábiles a festivos y sábados.
- Cambios repentinos en las condiciones climáticas suelen alterar la demanda y elevarla a niveles inesperados.
- Luego y relativamente rápido la demanda cae a su nivel habitual cuando la novedad climatológica haya pasado.
- Razones externas como precios de combustibles, mantenimientos, fallas, etc. pueden afectar la formación del precio y producir picos.
- Especulación en el mecanismo de subastas suele ocasionar picos en el precio spot.

5. FACTORES DE RIESGO DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico está expuesto a diferentes factores de riesgo, algunos autores han realizado distintas clasificaciones. Weber, C. (2009) clasifica los factores de riesgo en tres grandes grupos: riesgos de mercado, riesgos internos y riesgos externos de la empresa. Liu, M. et. al. (2007) los clasifican según los niveles de actividades involucradas en el mercado de electricidad: la inversión y el comercio. De otro lado, Garp (2009) realiza una clasificación general de los factores de riesgos propiamente asociados a la cadena de energía.

5.1 Riesgo de mercado

Está asociado al precio del mercado y a la volatilidad de dicho precio; su análisis puede ser enfocado en los factores que afectan el precio de mercado y para la electricidad podrían tomarse factores como la demanda, la hidrología, la incidencia de los precios de los combustibles. Este riesgo refleja las variaciones en los retornos dado los eventos extraordinarios que afectan al mercado y que no pueden ser evitados. En el mercado de energía eléctrica con los constantes cambios del precio de la energía y combustibles, los compradores y vendedores no pueden obtener el mejor precio para sus productos, generando efectos materiales adversos. Para el sector eléctrico se pueden considerar los siguientes riesgos:

Riesgo de precio

Incluye tanto el riesgo del precio de la energía eléctrica en el mercado spot y contratos, como el riesgo asociado a cambios en el precio de combustibles y otros factores de entrada. Según Arriagada, J. (2001) son las variaciones que experimenta el precio de la energía a lo largo del tiempo, lo cual representa un riesgo en los ingresos de las empresas

de generación al estar supeditado a la diferencia entre el precio de mercado (o contrato) y sus costos de producción.

Precio de energía

El precio de la bolsa nacional de energía se caracteriza por presencia de efectos cíclicos como respuesta a fluctuaciones en la oferta y la demanda ocasionada por cambios climáticos; además de la reversión a un nivel medio de largo plazo muy cercano a los costos de producción y el nivel de demanda; al igual que a la presencia de saltos ocasionales y abruptos; y por la evidencia de un incremento en la media y la volatilidad en las horas pico desde mediados de 2008 como consecuencia del cargo por confiabilidad introducido en mayo de 2008, Santa Maria et. al.(2009). Además de esto, Arriagada, J. (2001) explica otros factores que inciden en una alta volatilidad en los precios de la electricidad, como: imposibilidad de almacenamiento, necesidad de disponibilidad inmediata y distancia geográfica, entre otros.

Un aspecto importante a considerar en los riesgos del negocio de generación, es el precio de bolsa de la energía. Como este precio busca reflejar el costo marginal en el largo plazo, no necesariamente debe ser igual al costo marginal instantáneo de generación, razón por la cual el precio puede ser mayor o menor que el costo marginal instantáneo.

Precio de combustibles

Según Arriagada, J. (2001) este riesgo afecta al generador en su capacidad para competir en el mercado y ser finalmente despachado. Un alza en el costo de los combustibles aumenta los costos variables del generador, lo que puede reducir el número de horas que a va a generar y la ganancia que obtendrá. Para el caso colombiano este riesgo se presenta en la utilización de carbón, fuel oil y gas para las operaciones de las generadoras térmicas. Para el caso del gas en el mercado eléctrico colombiana, el precio de este combustible se ve afectado por la TRM diaria, ya que su negociación se realiza en dólares.

Los precios de combustibles inciden directamente en los costos de generación de centrales térmicas. Al aumentar el costo de combustible, la generación térmica se hace menos atractiva y aumenta la generación hidráulica, sin embargo, al aumentar el valor de los combustibles la valoración del agua en los embalses aumenta. Por esta razón, la estructura de generación en el sistema se ve afectada por un cambio en el precio de combustibles, pero no de una forma tan importante como por la de escasez de recursos hídricos. Pollak, E. (1994).

El aumento del costo de combustibles también modifica el costo marginal de generación. Las empresas que consuman estos combustibles (petróleo, carbón o gas natural), pueden cubrirse de riesgo de variaciones de precio a través de contratos con sus proveedores, o a través de los mercados de futuros y opciones internacionales, que para estos productos están ampliamente difundidos.

Nuevamente en el caso de variaciones importantes del costo de combustibles, el costo marginal instantáneo responderá con mayor rapidez que el precio del bolsa de energía, por lo que en estos periodos, el costo marginal puede sobrepasar al precio de bolsa, cambiando las expectativas de los generadores.

El precio de los combustibles tiene un efecto positivo sobre el precio de bolsa, razón por la cual existirán aumentos semejantes en el precio de éste. Por tal efecto, se beneficiarán en años húmedos todas las empresas, pues en el caso de las hidráulicas podrán vender su energía a un mejor precio y en el caso de las térmicas, podrán comprar energía a un menor precio que el de producción de ellas.

Riesgo de cantidad

En la oferta de energía se deben considerar los cortes en la planta de energía, mientras que en la demanda, son de gran importancia las fluctuaciones de carga entre los clientes con servicios completos de contratos, Weber, C. (2009). En este sentido, la UPME

(2004) identifica el Riesgo de no poder cumplir la entrega de energía debido a la incertidumbre que hay en la disponibilidad de los caudales de los ríos en el caso de plantas hidráulicas y de los combustibles en caso de plantas térmicas y el Riesgo de no salir despachado debido a la incertidumbre de la demanda; por lo tanto el riesgo cantidad lo determina la hidrología y la demanda de energía eléctrica.

Hidrología

Los riesgos del negocio de generación están relacionados principalmente a la hidrología, costos de combustibles, fallas mayores de equipos y como en todo negocio, variaciones importantes de la demanda. Si la demanda se reduce se crea un exceso en la capacidad instalada que disminuye los costos marginales de generación; en caso contrario se produce una sobrecarga del sistema, con un aumento en los costos marginales.

La hidrología, condiciona en gran medida la diferencia entre costos marginales de energía y precio de bolsa, es el factor de riesgo más importante en el negocio de la generación eléctrica. Su gran variabilidad año a año hace que sea un factor fundamental y determinante en el resultado de las empresas de generación.

El riesgo que trae consigo la variabilidad de la hidrología, es que años húmedos se caracterizan por tener menores costos marginales que años secos. Razón por lo cual no es indiferente la hidrología del año que se realizan las transacciones. La generación que realizan las empresas del sector eléctrico se ve afectada de forma distinta dependiendo de la característica de cada parque generador. La programación de generación se realiza con la intención de asegurar el servicio y de minimizar el costo de operación del sistema, valorizando según corresponda el agua en los distintos embalses.

A continuación se ilustran en mayor detalle las diferencias entre hidrologías secas y húmedas.

Año húmedo – Tendencia a la baja de los precios de la bolsa de energía

- Se caracteriza por una mayor generación hidráulica, a costo marginal relativamente bajo. Los generadores hidráulicos entregan al Centro Nacional de Despacho la energía que los generadores térmicos no generaron a costo marginal.
- Estos años son buenos para todas las empresas que tienen contratos a precio de bolsa.
- Las empresas térmicas compran energía al Centro Nacional de Despacho a costos bajos y la pueden vender a sus clientes a precio libre más altos. Las empresas térmicas no incurren en costos de producción, combustibles y pueden comprar al Centro Nacional de Despacho lo que necesitan para suplir sus contratos.
- Las empresas que no tengan contratos, solo podrán vender su energía a la bolsa de energía a costo marginal.

Año Seco - Tendencia a la alza de los precios de la bolsa de energía

- Se caracteriza por ser de alto costo marginal y por una mayor componente de generación térmica. Generadores térmicos incurren en costos de generación y venden lo que requieran los otros miembros del Centro Nacional de Despacho a costo marginal, resultado de los compromisos de las distintas empresas de generación.
- Estos años son buenos para las empresas generadoras, si no tienen compromisos con clientes regulados, dado que al ser el costo marginal mayor que el precio spot, pueden vender su energía a un precio más alto.
- Las empresas hidráulicas, en la medida que sean deficitarias, deben comprar energía a costo marginal que pudiera ser más alto que el precio spot o el que tienen contratado con sus clientes.
- En consecuencia, las empresas con mayor capacidad en centrales térmicas, corren el riesgo que en años húmedos su generación sea baja, pero pueden comprar al Centro

Nacional de Despacho a precios relativamente bajos la cantidad de energía que requieran para suplir sus contratos.

- Por otro lado, las empresas con mayor capacidad de generación hidráulica, en años húmedos generan sin dificultad. Sin embargo, en años secos deben comprar al Centro Nacional de Despacho la cantidad de energía que necesiten para suplir sus contratos y a precios muy altos.

Demanda de energía eléctrica

Las nuevas inversiones en instalaciones se van realizando a medida que la demanda eléctrica va creciendo. El aumento de la demanda eléctrica está relacionada con el aumento de producto interno bruto y en el caso de Colombia, el aumento de la inversión es un factor importante en la determinación de la demanda eléctrica.

5.2 Riesgo operacional

Esta relacionado con las fallas en la cadena de producción, según plantea Weber, C. (2009), es el riesgo de pérdidas que resultan de fallas o procesos internos inadecuados del negocio, incluyendo sistemas, características operacionales y el personal. El riesgo operacional también incluye eventos externos y abarcan una amplia gama de riesgos, como el Riesgo de almacenamiento o riesgo de que el commodity no pueda ser almacenado adecuadamente, o en absoluto, el cual se aplica principalmente para las generadoras de energía que dependen de los combustibles para su operación.

Riesgo de falla

Una falla en una central importante tiene dos efectos importantes de consideración para el análisis de costos marginales. El primero y más claro, es que el dueño de la central en falla no podrá generar y por lo tanto deberá comprar la cantidad de energía que requiera para suplir sus contratos. El costo al que comprará la energía, en un mercado

con menor oferta por causa de la falla será con seguridad alto, por lo que incurrirá en pérdidas. El segundo efecto no tan evidente, pero si de gran riesgo para las otras empresas generadoras es que al salir de producción una unidad importante por falla, inmediatamente los costos marginales aumentan en forma brusca, mientras el precio spot no se ve afectado. Los generadores no afectados por falla tendrán que responder a la demanda y dependiendo de su cantidad de energía contratada, podrán vender la diferencia a costo marginal que en este caso es muy alto. Las empresas que tengan la mayor parte de su energía contratada no podrán aprovechar de esta circunstancia para vender a precio mas alto que el establecido. Se pueden producir graves problemas dependiendo del tiempo que en que se puede solucionar la falla y la hidrología que presente el año, Pollak, E. (1994).

Disponibilidad de generación

Otro riesgo de generación es el que no se cumpla con los plazos de construcción de una central, especialmente en el caso de las centrales hidráulicas que involucran importantes obras civiles. Un atraso en la entrega de una central tiene dos efectos importantes. El primero, que los costos marginales pueden aumentar considerablemente y el segundo riesgo, que contratos que el productor esperaba cumplir con la capacidad de la nueva central no sería posible cumplir.

5.3 Riesgo regulatorio

Son los riesgos donde cambios inesperados en las regulaciones afectan la posición de las compañías en el mercados externos a esta. Especialmente sensible en los mercados electricos dado que el desarrollo de estos mercados es reciente y existe cierto grado de incertidumbre sobre el futuro de las decisiones regulatorias. Garp (2009) expone que las compañías de energía son particularmente sensibles a cambios de políticas o regulaciones, ya que realizan significativas inversiones a largo plazo en explotación, producción, transportes y distribución.

5.4 Riesgo liquidez

Es el riesgo de no ser capaz de operar en el mercado debido a la falta de contrapartes. El riesgo de liquidez es importante para las partes que estan a punto de comerciar productos básicos físicos o derivados financieros. Garp (2009).

5.5 Riesgo crediticio

Representa la incertidumbre en los flujos de caja futuros que hagan viable los negocios; de especial importancia en los mercados del sector electrico liberalizados, debido a la falta de mercados futuros organizados ofreciendo productos estandarizados que entreguen liquidez y marquen los procedimientos del mercado.

5.6 Otros Riesgos

Dentro de un mercado desregulado de electricidad, los riesgos principales que deben enfrentar las empresas a parte del riesgo de mercado y riesgo de crédito, son los riesgos de cambios tecnológicos que llevan a las plantas a ser obsoletas económicamente o por lo menos no competitivas; y los riesgos de decisión de gestión sobre mantenimiento, dotación e inversión en la empresa. Hunt, S. (2002).

Los factores de riesgo dependen de diversas condiciones, principalmente de la composición del portafolio, del mercado y de los comportamiento de riesgos particulares. Además de esto, se debe tener presente los desafíos computacionales que implica abordar problemas de grandes dimensiones, al involucrar en los modelos de portafolios gran cantidad de riesgo.

Liu, M. et. al. (2007) hacen relevancia en la importancia del riesgo de la volatilidad del precio en los mercados de electricidad y su respectiva gestión como primera medida. Sumado a esto, Hunt, S. (2002) presenta el riesgo de precio, riesgo de cantidad, riesgo de

precio de combustible y riesgo de disponibilidad como factores influyentes en el negocio de la generación de energía eléctrica.

6. ANÁLISIS MEDIDAS DE RIESGO

El análisis y la medición de riesgos de los precios diarios de energía eléctrica en Colombia han sido poco estudiados, salvo algunos estudios desarrollados; no obstante, existen en la actualidad diversas investigaciones de orden internacional sobre modelos de predicción de precios de la energía eléctrica, sobre la aplicación de metodologías para medir la volatilidad del precio spot y medidas de riesgo; la cantidad de documentos disponibles se debe al desarrollo de los mercados de energía eléctrica como el Inglés, el Español, el reconocido Nord Pool, y el de California. Entre estos se destacan: Weron, R. (2006), realiza una completa descripción de los mercados de energía eléctrica de: Europa, Norteamérica, Nueva Zelanda y Australia con una explicación detallada tanto de la estructura de cada mercado como las formas de negociación de los mismos.

Balbás, R. (2007), realiza una investigación en la cual determina factores importantes en el mercado de derivados de energía eléctrica, haciendo un análisis detallado de las limitaciones tecnológicas de este mercado que dificultan en gran medida la gestión de los activos y especialmente de los riesgos energéticos.

En un mundo donde la realidad está caracterizada por la incertidumbre sobre el comportamiento futuro, las instituciones financieras y en general todos los agentes de los mercados financieros se encuentran expuestos al riesgo. Siguiendo a Alonso, J. et. al. (2008) se puede definir el riesgo como aquella condición en la cual existe una posibilidad de desviarse del resultado esperado o deseado, e igualmente se puede definir al riesgo como “cualquier evento o acción que puede afectar negativamente la capacidad de una organización para alcanzar sus objetivos o ejecutar sus estrategias”, o alternatively “la posibilidad cuantificable de pérdida de un retorno menor de lo esperado”.

Visto el riesgo como una condición negativa de las organizaciones, es necesario gestionarlo para que no se afecten los objetivos de esta. El incremento del número de activos tranzados

en el portafolio de la mayoría de las instituciones financieras, ha hecho que la medición de los riesgos de mercado sea un tema crítico para el control interno. Los bancos requieren de cierta reserva monetaria, que los proteja ante los movimientos adversos del mercado, utilizando generalmente el Valor en Riesgo - VaR como medida. Mc Neil et al, (2005)

Para medir el riesgo de un activo o portafolio se usan diferentes metodologías ajustadas a las necesidades de las entidades; de acuerdo a Melo, V., et. al. (2005) una forma de medirlo, es a través de la función de distribución de probabilidad de las pérdidas y ganancias de los activos estimadores de algunos parámetros de dicha distribución.

Para tener una buena estimación de las medidas de riesgo es necesario tener un modelo adecuado que describa los retornos de los activos; la mayoría de los conceptos financieros suponen distribución normal, sin embargo, los resultados empíricos muestran que los eventos extremos, tales como grandes pérdidas y ganancias, ocurren con una mayor probabilidad que la que implica el supuesto de normalidad, Melo, V., et. al. (2005).

Las instituciones del sector eléctrico, hacen parte del sector real, pero los riesgos a los que se ven expuestas requieren herramientas tan o más avanzadas que las del sector financiero debido a las características de las variables involucradas en su función de beneficio.

Astudillo, C. et. al. (2010) resaltan que la volatilidad del precio de la energía se debe a que es determinado de acuerdo al costo marginal más bajo en cada momento, por lo tanto es un valor desconocido y cambiante en el tiempo, influenciado por diferentes factores estocásticos ajenos al control de los agentes. La naturaleza instantánea de las transacciones eléctricas sugieren que la formación del precio spot debe estar basada sólo en la demanda y la oferta. Sin embargo, las series de tiempos de los precios de energía exhiben fluctuaciones más grandes que las esperadas de la demanda.

Escribano, et. al. (2002) mencionan que las series de precio spot de energía muestran comportamientos más complejos que los reflejados en los costos de producción marginal.

Diferentes autores han analizado los precios de electricidad y coinciden en que estos presentan una fuerte estacionalidad, que tiene efecto en los datos intra-diarios, semanales y anuales, en la rápida reversión de los picos extremos del precio, además de una fuerte volatilidad y efectos de reversión a la media.

La alta volatilidad es una característica común entre los mercados eléctricos mundiales y el colombiano. Hallazgos empíricos describen las características de los precios de la energía (heterocedasticidad, colas pesadas y reversión a la media) las cuales, dificultan la labor de medición de riesgo.

6.1 Medidas de valoración de riesgo

Las formas modernas de cuantificación del riesgo tienen su origen en el modelo de Markowitz, pionero en el análisis del riesgo en los mercados financieros. En la literatura se ha sugerido diferentes medidas de riesgo, que intentan caracterizar la distribución de las pérdidas futuras. Se destacan el Valor en Riesgo - VaR (Value at Risk) y el Valor en Riesgo Condicional - CVaR (Conditional Value at Risk).

6.1.1 Valor en riesgo - VaR (Value at Risk)

Después de los acuerdos de Basilea I y II, los reguladores del sector financiero alrededor del mundo adoptaron como obligatorias medidas del riesgo financiero que implican la estimación de modelos estadísticos. La medida más empleada por instituciones financieras, reguladores, agentes del mercado y gestores de riesgo es el Valor en Riesgo – VaR, Alonso, J. et. al. (2009).

El VaR se define como la máxima pérdida o ganancia posible de un portafolio de inversión para un determinado horizonte de tiempo y un nivel de confianza determinado, bajo

condiciones normales de mercado. Alonso, J. et. al. (2008) Para el caso colombiano, el VaR tiene implicaciones directas en el cálculo de la relación de solvencia de las entidades financieras, un VaR más alto representa una relación de solvencia más baja, lo cual obliga a las entidades a reasignar sus activos riesgosos o a realizar aportes adicionales de capital. Melo, V., et. al. (2005).

Contar con estimaciones del VaR precisas es de crucial importancia para mantener la estabilidad del sistema financiero sin perjudicar la rentabilidad de estas instituciones o inestabilidad financiera de las mismas. Formalmente, el VaR para el siguiente período de negociaciones ($t + 1$) dada la información disponible en el periodo actual (t) ($\text{VaR}_{t+1/t}$) está definido por:

$$P(z_{t+1} < \text{VaR}_{t+1/t}) = \alpha \quad (1)$$

Donde, z_{t+1} representa el rendimiento (en pesos) futuro del valor del portafolio para el siguiente período y α es uno menos el nivel de confianza del VaR. Por tanto, el cálculo del VaR depende de los supuestos sobre la función de distribución de las posibles pérdidas o ganancias (rendimiento absoluto) del periodo (z_{t+1}).

Es fácil demostrar que si z_{t+1} sigue una distribución cuyos dos primeros momentos son finitos (como la distribución normal o la t), entonces el valor en riesgo será:

$$\text{VaR}_{t+1/t} = F(\alpha) * \sigma_{t+1/t} \quad (2)$$

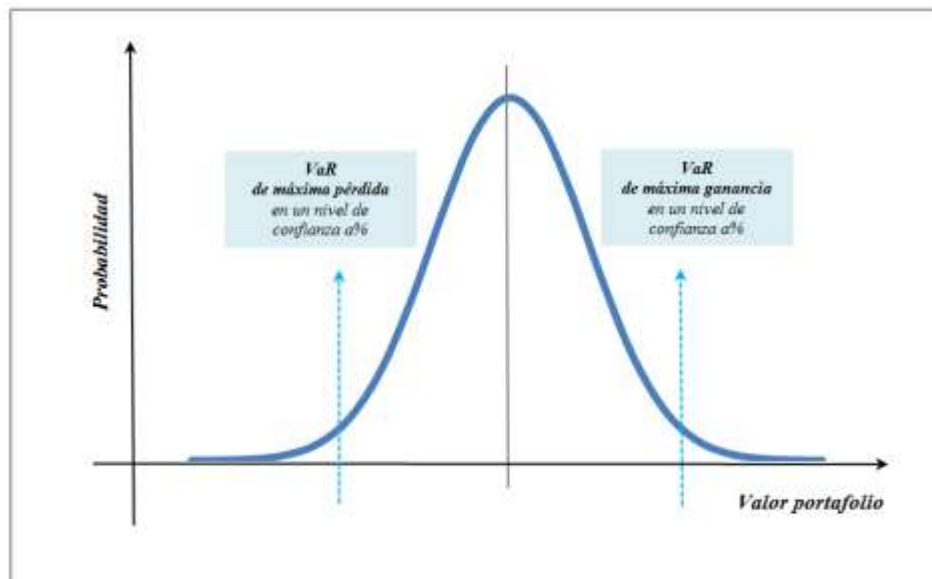
Donde $\sigma_{t+1/t}$ representa el valor esperado de la desviación estándar de la distribución de z_{t+1} para el periodo $t+1$. $F(\alpha)$ es el percentil σ de la correspondiente distribución (estandarizada). Así, el cálculo del VaR depende crucialmente de dos supuestos respecto al

comportamiento de la distribución de z_{t+1} : su volatilidad (desviación estándar $\sigma_{t+1/t}$) y su distribución F (*).

En la gestión del riesgo financiero el VaR ha representado un avance significativo con respecto a las medidas tradicionales basadas en la sensibilidad de las variables del mercado. La fortaleza del VaR radica en que es aplicable a cualquier instrumento financiero y es estimado de los eventos futuros permitiendo que el riesgo de un portafolio sea expresado en las mismas unidades de medida.

Cuando se calcula el VaR para un índice de confianza determinado, por ejemplo el 95% se divide la distribución de pérdidas y ganancias en dos conjuntos: uno que contiene el 5% el cual contiene las pérdidas superiores al VaR y otro del 95% con las pérdidas inferiores al VaR y los beneficios o visto de otra manera se podría interpretar como el conjunto que contiene el 5% correspondientes a las ganancias superiores al VaR y el otro 95% con las ganancias inferiores al VaR y las pérdidas posibles.

Gráfica 8. VaR de una función de distribución normal



Fuente: Elaboración propia

Es ampliamente reconocida la aceptación del VaR por parte de los agentes financiero debido a cualidades como su aplicación a cualquier tipo de activo, su simplicidad y su capacidad de simplificar en una sola cifra todas las posibles fuentes de riesgo de mercado existentes en un portafolio. Sin embargo, Artzner et al. (1999) sintetiza un conjunto de condiciones que debería satisfacer una medida de riesgo coherente.

Sea $\rho: V \rightarrow R$ una medida de riesgo, donde V es un conjunto de variables aleatorias que explican todos los factores de riesgo, se dice que ρ es una medida de riesgo coherente si satisface las siguientes condiciones:

- Monotonocidad: para todo $X, Y \in V$ con $X \leq Y$, entonces $\rho(X) \geq \rho(Y)$.
- Homogeneidad positiva: para todo $\lambda > 0$ y $X \in V$, $\rho(\lambda X) = \lambda \rho(X)$.
- Invariante ante traslaciones: para todo $X \in V$ y todo $\alpha \in R$, $\rho(X + \alpha) = \rho(X) + \alpha$
- Subaditividad: para todo $X, Y \in V$, $\rho(X + Y) \leq \rho(X) + \rho(Y)$.

A pesar de que el VaR cumple con los primeros tres axiomas de una medida de riesgo coherente, la no-Subaditividad es la gran crítica del VaR. Es posible mostrar que el VaR satisface la condición de subaditividad únicamente bajo distribuciones elípticas como en el caso de la normal, lo que puede llevar a resultados contradictorios y en algunos casos adversos para el administrador de riesgo. Melo, V., et. al. (2005).

Esta última propiedad tiene gran importancia en la administración del riesgo, ya que se encuentra relacionada con el concepto de diversificación. Es útil conocer que en portafolios grandes, en los cuales es difícil conocer el riesgo global es posible determinar que el máximo riesgo que podría tener el portafolio corresponde a la suma de los riesgos individuales. Desafortunadamente el VaR sólo cumple esta propiedad en presencia de distribuciones elípticas como la normal. Es por esto que según Artzner, P. et al. (1999) el VaR no es una medida coherente de riesgo y por lo tanto podría conllevar a resultados contradictorios y en algunos casos adversos para el manejo de riesgo.

6.1.2 Valor en riesgo condicional - CVaR Conditional Value at Risk

La idea que subyace bajo el término valor en riesgo condicional, es sencilla; se parte del propio concepto de valor en riesgo, pero con este indicador no se determina la pérdida o ganancia máxima en la que se podría incurrir en un horizonte determinado con un nivel de confianza dado sino en la pérdida o ganancia potencial que, en media, cabría esperar una vez superado el umbral señalado por el valor en riesgo VaR.

Según Artzner, P. et al. (1999); Se trata de “una expectativa de pérdida condicionada a que se supere el nivel indicado por el valor en riesgo VaR”.

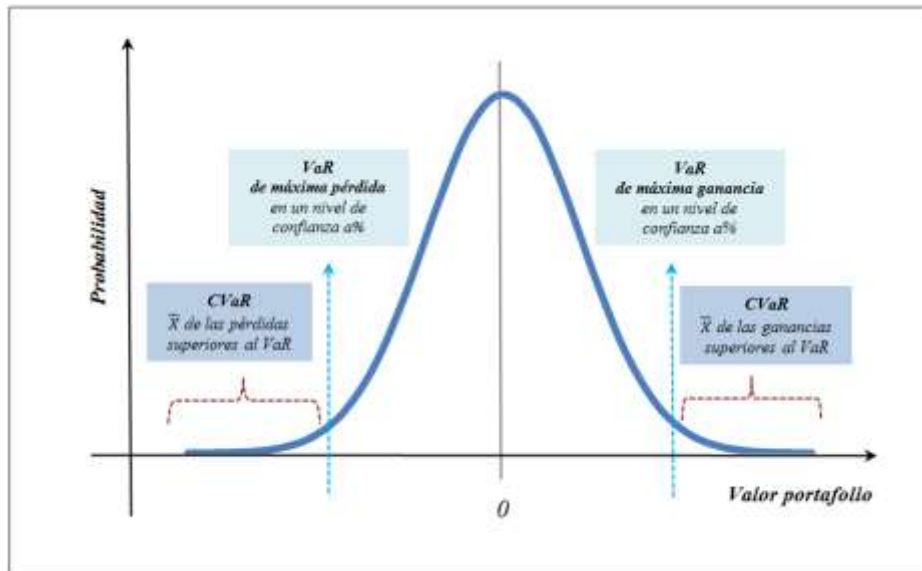
Feria, J. M. et. al. (2007), plantea que en términos estadísticos, la esperanza matemática de una variable aleatoria X condicionada a un suceso B viene dada por la expresión $E[X|B]$, se puede transcribir el valor en riesgo condicional CVaR como:

$$\begin{aligned} \text{CVaR}_\alpha(X) &= E[-X | -X \geq \text{VaR}_\alpha(X)] \\ &\approx | -X \geq \text{VaR}_\alpha(X) \text{ es el suceso} \end{aligned} \quad (3)$$

Donde X es una variable aleatoria que representa las pérdidas y ganancias y $\text{VaR}_\alpha(X)$ es el Valor en Riesgo definido para un nivel de confianza de $100(1-\alpha)\%$.

El CVaR se refiere a la pérdida o ganancia esperada en cola y representa el promedio de los valores negativos - cola izquierda o positivos – cola derecha que exceden el VaR, como se puede observar en la gráfica 9.

Gráfica 9. VaR y CVaR de una función de distribución normal



Fuente: Elaboración propia

6.2 Métodos para la estimación de las medidas de riesgo

A través de la historia se han desarrollado diferentes aproximaciones metodológicas para la estimación de las medidas del riesgo que se pueden clasificar en tres grandes grupos:

- La simulación histórica o aproximación no-paramétrica que no supone una distribución o necesidad de estimar parámetros. Alonso, J. et. al. (2008).
- Aproximación paramétrica que implica suponer una distribución y estimar unos parámetros
- La semiparamétrica que incluye, entre otras, la aproximación por medio de la teoría del valor extremo y la simulación histórica filtrada.

En general, los resultados que se obtienen de aplicar las diferentes aproximaciones son diferentes y la conveniencia de estos modelos deberá ser evaluada caso por caso. Por otro

lado, la evaluación o backtesting del desempeño de una aproximación para el cálculo del VaR tampoco es tarea fácil.

La primera metodología usada fue el enfoque analítico de varianza-covarianza, que era computacionalmente eficiente y el VaR podía ser calculado para un portafolio grande usando las covarianzas de diferentes acciones en el portafolio. Sin embargo, esta metodología subestima el VaR la mayoría del tiempo, ya que la distribución real de retornos exhibe colas más pesadas que la proporcionada por la distribución normal, que se asumía seguía los retornos Bhattacharya, M. et. al. (2008). De acuerdo a Taylor, J. et. al. (2008), los métodos de medición del VaR se dividen en 3 categorías: Métodos Paramétricos, Semiparamétricos y No-Paramétricos.

- Los enfoques Paramétricos involucran una parametrización del comportamiento de los precios. Los cuantiles condicionales son estimados usando un pronóstico de volatilidad condicional.
- El modelo más ampliamente usado en los métodos no-paramétricos es la Simulación Histórica - HS, la cual no requiere hipótesis de distribuciones y estima el riesgo con el cuantil de la distribución empírica de los retornos históricos.
- El enfoque semiparamétrico está basado en la Teoría del Valor Extremo o la regresión cuantílica.

Método de Normalidad

La distribución normal es ampliamente usada en muchos contextos debido al teorema del límite central. Este teorema resalta que si se tiene una variable aleatoria de una distribución desconocida, entonces las medias de la muestra de la distribución son asintóticamente normales. Es atractiva, porque sólo tiene dos parámetros independientes: una media (μ) y una desviación estándar (σ).

A pesar de la sencillez del método de normalidad y su fácil aplicación, el supuesto de normalidad es justificado por el teorema del límite central, pero este sólo se aplica a la masa central de la función de distribución y no a sus extremos. Otro problema que presenta la normalidad es que la mayoría de retornos financieros tienen exceso de curtosis. El exceso de curtosis implica que las colas son más pesadas que la normal. Si se utiliza el supuesto de normalidad, se subestima el VaR y esta subestimación será probablemente más grande cuando el nivel de confianza incrementa, Dowd, K. (2002).

Simulación Histórica

Como se ha dicho anteriormente; una manera a partir de la cual se puede obtener el VaR es a través de la información histórica de la serie de retornos, en este caso no se asume que la serie siga alguna distribución paramétrica en particular. En esta metodología el VaR es calculado como el α -ésimo percentil de la distribución empírica de pérdidas y ganancias. Melo, V., et. al. (2005).

Este enfoque no hace el mejor uso de la información que se tiene. Tiene el inconveniente práctico que sólo permite estimar VaR en los intervalos de confianza discretos, determinados por el tamaño de nuestro propio conjunto de datos. Por ejemplo, si sólo se tienen 100 datos no habrá un VaR para el nivel de confianza 95.5%. Para la solución del problema hay que usar la teoría de la estimación de densidad no-paramétrica. La estimación de densidad no-paramétrica permite estimar el VaR y el ES a cualquier nivel de confianza. En efecto permite dibujar líneas a través de puntos en o cerca de los bordes de las barras de un histograma. Se pueden entonces tratar las áreas bajo las líneas como una función de distribución sustituta y proceder a estimar los VaR para cualquier nivel de confianza. Dowd, K. (2002).

Las principales ventajas del método, con base en lo descrito por Dowd, K. (2002). y Christoffersen, P. (2003) son: es intuitiva, conceptualmente simple y muy fácil de

implementar; usa datos que están disponibles; no hay que estimar parámetros por ningún método; no se realiza ninguna optimización numérica; es un modelo libre, que no se basa en modelos paramétricos en particular; proporciona resultados fáciles de reportar y comunicar; y puede acomodarse a las colas pesadas.

Simulación Monte Carlo

Bajo el nombre de Simulación Monte Carlo SMC se agrupa una serie de procedimientos que analizan distribuciones de variables estocásticas usando generación de números aleatorios. Este método da solución a una gran variedad de problemas matemáticos haciendo experimentos con muestreos estadísticos. La SMC es una técnica que permite obtener el comportamiento mediante la generación de un gran número de escenarios aleatorios para unas variables de interés, cubriendo el más extenso rango de situaciones posibles, de una situación real, Billinton, R. et. al. (1992). En la actualidad la SMC es considerada uno de los métodos más poderosos que existe para el análisis de riesgo, además de ser la más adecuada para la medición de riesgo en el sector de electricidad, debido a la complejidad del portafolio.

Con base a lo presentado por McNeil, A., et. al. (2005) el procedimiento de la SMC es:

1. Escoger una función de distribución y calibrar el modelo con los datos históricos.
2. Se simula m veces, realizaciones independientes de los cambios en los factores de riesgo para el próximo periodo.
3. Se obtienen las simulaciones de las pérdidas.
4. Se estiman las medidas de riesgo haciendo uso de los cuantiles empíricos.

6.3 Aplicaciones en el sector eléctrico

Por riesgo, en general se entiende la incertidumbre que afecta a las variables de estrategia o de escenario que modifican los resultados del negocio global de una empresa. De este modo, las herramientas de riesgo parten de una visión probabilística del entorno económico, es decir, se modelan las variables económicas como variables estocásticas.

En las herramientas de modelado del negocio del sector eléctrico existe una variable clara a maximizar: el beneficio operativo (ingresos operativos – costos operativos). No obstante, el criterio de maximización no está tan claro cuando se tiene en cuenta la estocasticidad del beneficio.

Payan, L. et. al. (2009), resaltan que en los mercados de energía eléctrica existen diferentes factores, que no permiten una aplicación directa de las metodologías de medición de riesgos en mercados financieros, ejemplo de esto es la relación no lineal existente entre el riesgo y el volumen tanto de cargas comprometidas en contratos, como ventas en el mercado spot. Adicionalmente, la energía eléctrica es un bien o servicio propiamente inelástico y no puede ser almacenado, al menos de una manera rentable, lo que hace que la capacidad o disponibilidad de inversión de un generador resulte no ser constante en el tiempo, adicionando una restricción relacionada con la carga a comercializar.

En el sector eléctrico se han aplicado diferentes metodologías para analizar el comportamiento de las series de precios, gestionando los riesgos a que están expuestos los agentes del mercado mediante el uso de herramientas de modelación y pronósticos de precios; Lehtikainen, K. (2007). Dentro del análisis de las series de tiempo, González et al, (2010) propusieron un modelo para el pronóstico del precio diario de la energía eléctrica en Colombia, mediante modelos de series temporales ARIMA, corrigiendo el problema de múltiple estacionalidad y mejorando los pronósticos en días específicos, cuyas estimaciones apoyan el cálculo de valor en riesgo - VaR para la evaluación del riesgo asociado al mercado eléctrico.

Capítulo 3

7. METODOLOGÍA DEL TRABAJO

La metodología aplicada en la investigación, se soporta básicamente en tres fases que se presentan en la gráfica 10, donde se relacionan las actividades adelantadas en cada una de las fases definidas durante el desarrollo de este trabajo, las cuales fueron indispensables para estructurar el modelo de valoración de riesgo planteado en la última fase. las fases 1 y 2 corresponden al análisis de información relevante tanto en el mercado mayorista colombiano como a nivel del agente generador del caso de estudio. En la fase 3 se presenta el módulo de simulación de escenarios y definición de la frontera eficiente para la actividad de comercialización.

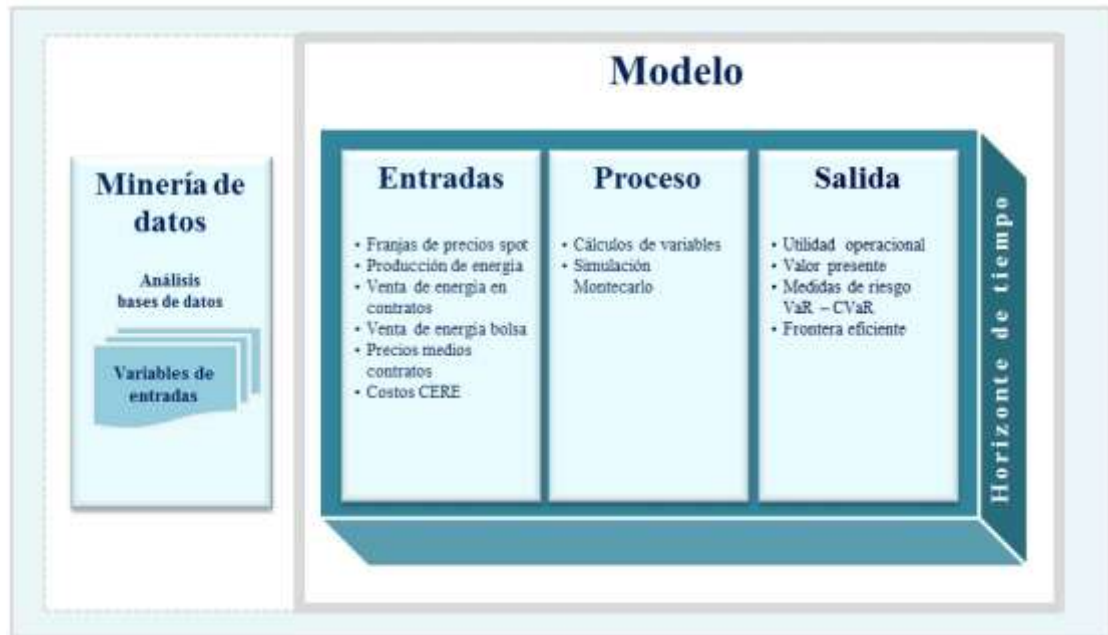
Gráfica 10. Esquema general de la metodología aplicada



Fuente de datos: elaboración propia

En la gráfica 11, se presenta la estructura general del modelo de valoración de riesgo planteado.

Gráfica 11. Esquema del modelo desarrollado



Fuente de datos: elaboración propia

7.1 Minería de datos

La minería de datos se define como el análisis de series de datos con el fin de descubrir o extraer información inherente a los datos objeto de estudio. Tal información puede venir representada como patrones, relaciones, reglas, asociaciones y dependencias entre los datos analizados. La competitividad existente hoy día en campos como la economía, la industria y la ingeniería, entre otros, ha fomentado el aprovechamiento de esta información para la toma de decisiones.

De acuerdo con la información analizada en el presente trabajo, en la tabla 4 se presentan las series de datos históricas consideradas en el modelo, las cuales fueron obtenidas del sistema NEÓN disponible en la página de la Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. y estudiadas mediante el paquete estadístico Minitab 16.1.0.

Tabla 4. Series de datos históricas

Nombre de la serie	Periodo histórico	Frecuencia	Datos	Unidad
Precios spot de la bolsa de energía	1 Mar 2001 31 Dic 2011	Diaria	3.958	\$/kWh
Generación real de nueve plantas		Diaria	32.073	kWh
Precios medios de contratos		Diaria	3.958	\$/kWh
Precios medios costos CERE		Mensual	130	\$/kWh

Fuente de datos: elaboración propia

Para el análisis de las series de los precios spot de la bolsa de energía nacional, la serie de la generación real de las plantas y la serie de los precios medios de contratos se estudió la serie diaria con la cual se determinó la serie ponderada mensual para cada una, capturando así la estacionalidad que está presente en el mercado.

7.2 Técnica de simulación

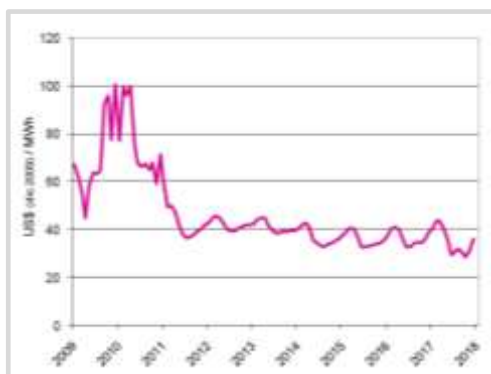
La mayoría de los métodos de predicción están basados en el descubrimiento de patrones regulares que ayuden a la obtención de un modelo para realizar predicciones de futuro sobre el comportamiento de una serie. El descubrimiento de patrones ha estado sujeto a una gran investigación en las últimas décadas. Sin embargo la alta correlación entre los atributos, la alta dimensionalidad y la gran cantidad de ruido que caracteriza a las series temporales conlleva a encontrar nuevas medidas para el desarrollo de modelos de predicción.

Por lo tanto considerando el comportamiento de las series en cada uno de los meses del periodo estudiado y la complejidad para aplicar un método de pronóstico a largo plazo adecuado para la serie de precios spot de la bolsa de energía; en el modelo se aplica la simulación Monte Carlo a las variables de entrada para un horizonte de tiempo de tres años, mediante las distribuciones de probabilidad definidas para cada variable, para el caso de la variable de los precios spot de la bolsa energía además se clasifican tres franjas de precios para cada mes en particular, así: precios altos, precios medios y precios bajos, las cuales recogen el comportamiento histórico y el comportamiento de cada mes.

Adicionalmente para la simulación se tiene en cuenta lo planteado por la UPME sobre la proyección de precios spot de la bolsa de energía nacional de Colombia, la cual indica que superado el alza de los precios ocasionada por el Fenómeno de El Niño en los años 2009 – 2010, en la siguiente década se prevé una reducción progresiva del precio de bolsa de la energía eléctrica debido al aumento significativo de la capacidad instalada de generación hidroeléctrica en los próximos años². Por lo tanto se considera que los picos máximos de los precios spot de la bolsa de energía están reflejados en los escenarios propuestos en el modelo.

En la gráfica 12 se presenta la proyección de precios spot de la bolsa de energía eléctrica definida por la UPME.

Gráfica 12. Proyección de precios spot de bolsa de la energía eléctrica



Fuente: UPME Proyección de demanda de energía en Colombia

² UPME (2010). Proyección de demanda de energía en Colombia. Santafé de Bogotá, Colombia.

Software de Simulación

El software de simulación utilizado es @Risk es un complemento de análisis de riesgo para Microsoft Excell, el cual utiliza la simulación Monte Carlo para generar una y otra vez los valores para mostrar virtualmente todos los posibles resultados de las variables inciertas o de cualquier situación donde exista incertidumbre, a partir de las funciones de distribución de probabilidad del modelo. @Risk permite representar esta incertidumbre a través de los rangos de posibles valores los cuales dependen de las distribuciones de probabilidad definidos en cada una de las variables de estudio.

7.3 Técnica de optimización

Las técnicas de optimización, conjuntamente con los sistemas informáticos, se han convertido en una poderosa herramienta para el diagnóstico y solución de múltiples problemas reales complejos presentes en la ingeniería, la economía, entre otros; son un elemento decisivo, que aporta elementos importantes en la toma de decisiones.

En el trabajo desarrollado se realiza la optimización del modelo con la herramienta @Risk Optimizer; no obstante considerando que los resultados de la optimización depende de los intereses del generador y la participación asignada al portafolio, es necesario determinar la frontera eficiente de cada escenario.

Frontera eficiente

A partir de los fundamentos de la teoría de portafolios desarrollada por Markowitz (1952), es posible identificar una combinación de portafolios que, para un nivel de riesgo determinado represente el máximo rendimiento posible. La teoría de portafolios busca

solucionar el problema de la distribución de una inversión entre las diferentes opciones que ofrece el mercado.

La frontera eficiente, en términos del mundo de los portafolios de inversión, es la curva de Rendimiento versus Riesgo que representa el conjunto de portafolios considerados como óptimos, es decir, aquellos portafolios que para un riesgo dado, se obtiene un máximo rendimiento, o visto de manera similar, para un rendimiento deseado, se obtiene un mínimo riesgo.

8. CASO DE APLICACIÓN

8.1 Descripción del caso de aplicación

El caso de aplicación se realiza desde la perspectiva del generador de una Empresa de energía eléctrica.

8.2 Problema

El problema se basa en la decisión que debe tomar el generador para maximizar su utilidad operacional al distribuir de manera óptima su beneficio entre las opciones de vender energía bajo contratos a largo plazo y vender la energía estimada a producir en la bolsa de energía, bajo la incertidumbre del comportamiento de algunas variables factores de riesgo.

8.3 Análisis de series de datos

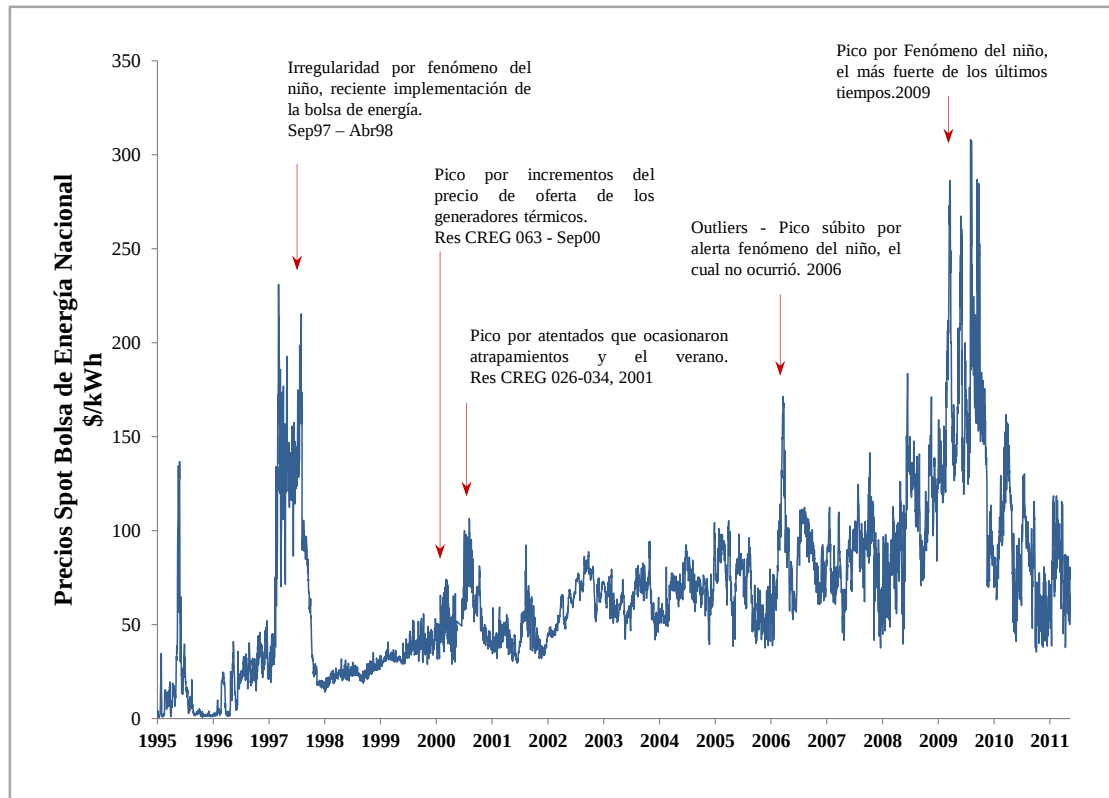
A continuación se presenta la estadística descriptiva de cada una de las series históricas analizadas, con el fin de reconocer el comportamiento de las variables de entrada del modelo.

Serie de precios spot de la bolsa de energía

En la gráfica 13 se presenta la serie histórica diaria desde que surgió la bolsa de energía nacional de Colombia a partir del 20 de julio de 1995 hasta el 31 de diciembre de 2011, en la cual se destacan algunos de los picos de la serie; igualmente se puede identificar la tendencia creciente a lo largo del tiempo. La introducción de la competencia en la generación de electricidad contribuyó a que los precios reflejaran el costo real de la

producción de la energía y a responder a variaciones de los determinantes de este precio, por ejemplo los cambios en la disponibilidad del agua, precios internacionales de los hidrocarburos, ciclos económicos y condiciones particulares del mercado (restricciones en la red, posición dominante, entre otras); adicionalmente se evidenciar que es una serie que presenta un patrón muy complejo debido a la estacionalidad múltiple (diaria, semanal, mensual y anual inclusive); en cuanto a la estacionariedad se refleja claramente la fuerte volatilidad.

Gráfica 13. Serie histórica de los precio spot de la bolsa de energía nacional



Fuente de datos: elaboración propia

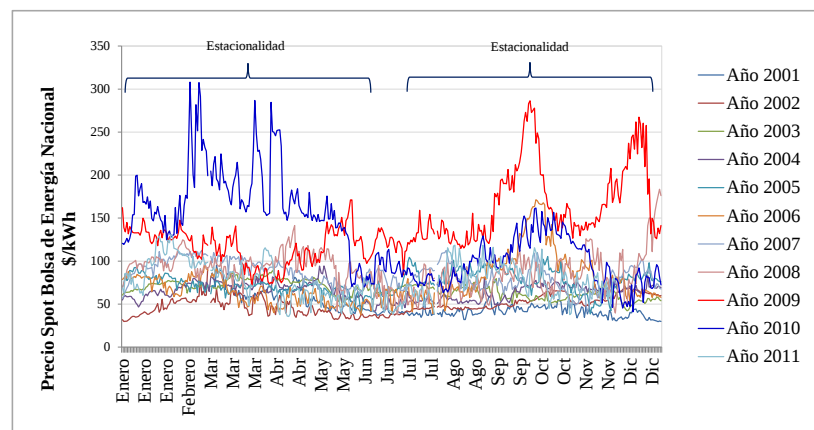
La inspección visual de la serie parece indicar que el comportamiento refleja que la volatilidad en el mercado es cambiante en el tiempo y sugiere la existencia de volatilidad por clúster; es decir periodos de alta (baja) volatilidad tienden, tienden a estar seguidos por otros periodos de alta (baja). Como se observa en el comportamiento del precio a lo largo

del periodo, son muy marcados los cambios de precio en diferentes momentos del horizonte. El precio muestra en su comportamiento los efectos complejos de la actividad de oferta, demanda, la regulación y la hidrología.

Considerando que la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG reguló los precios de energía mediante la resolución CREG-026 del 24 de Febrero de 2001, en la cual se estableció una única oferta de precios diaria según despacho económico horario; por lo tanto para el análisis estadístico descriptivo se tienen en cuenta los datos solo a partir del 1 de marzo de 2001 hasta el 31 de diciembre de 2011, además para la ejecución de las pruebas se utiliza los datos del periodo comprendido entre 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2011.

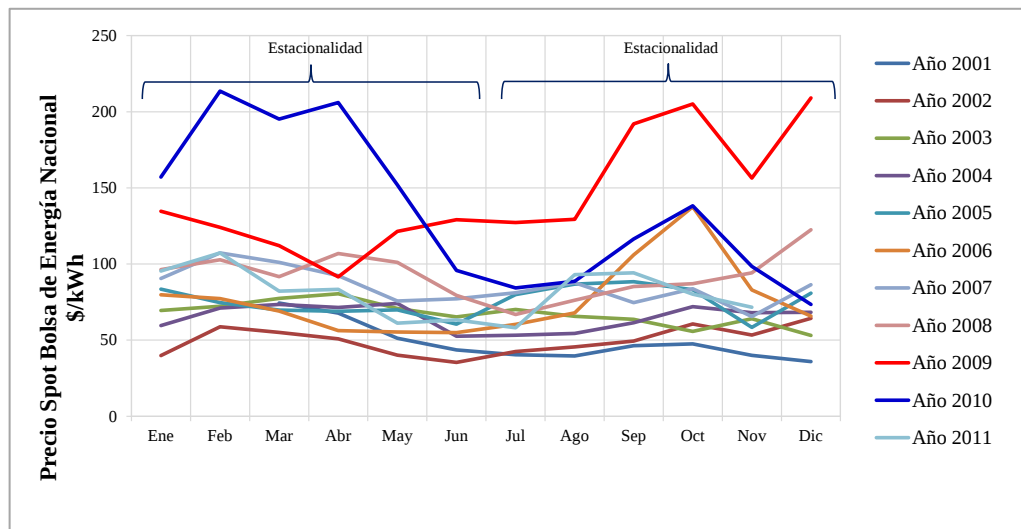
En la gráfica 14 y 15 se presenta el comportamiento de la serie histórica diaria y mensual del precio spot de la bolsa nacional del periodo de estudio por año (1 de marzo de 2001 al 31 de diciembre de 2011), donde se evidencia la estacionalidad de la serie especialmente por el efecto climático, como se puede observar en los picos alcanzados en los precios en las series resaltadas en rojo y azul las cuales corresponden a los años 2009 y 2010 a causa del fuerte verano, consecuencia del fenómeno del niño presentado y por consiguiente su efecto en el mercado de energía mayorista.

Gráfica 14.Comportamiento serie histórica diaria por año



Fuente: elaboración propia

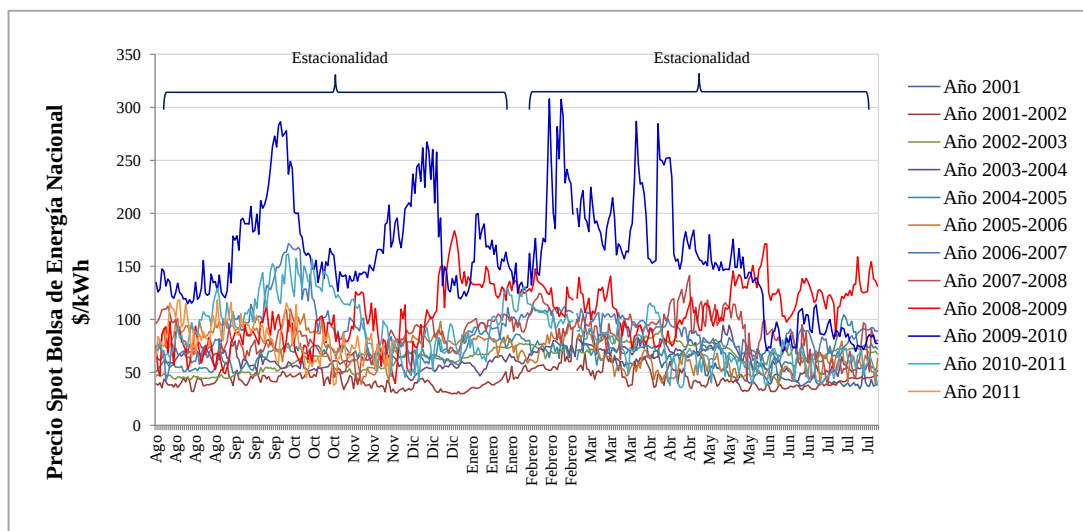
Gráfica 15. Comportamiento serie histórica mensual por cada año



Fuente: elaboración propia

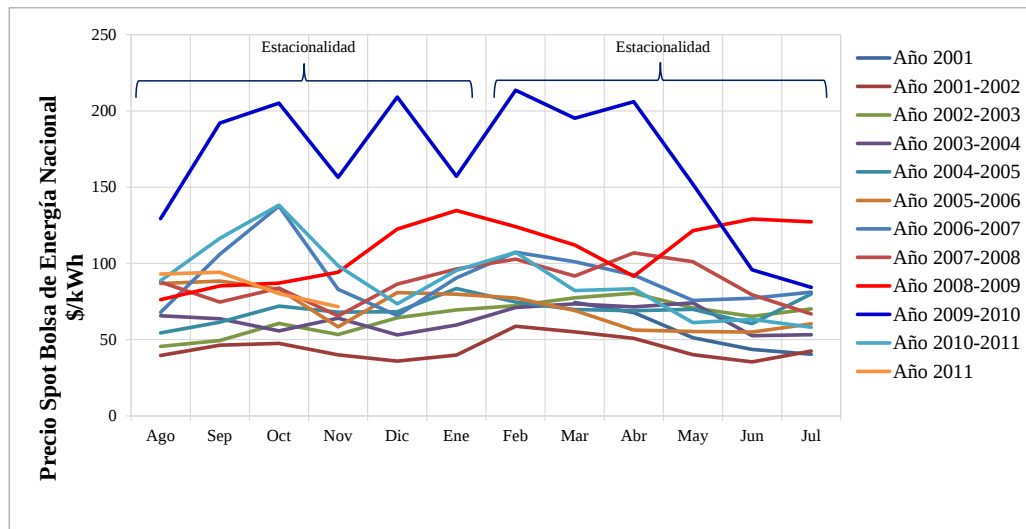
Considerando que el ciclo climático comienza aproximadamente en el mes de agosto de cada año, en la gráfica 16 y 17 se presenta el comportamiento de las series de precios de energía de acuerdo con este ciclo.

Gráfica 16. Comportamiento serie histórica diaria por cada año climático
- Agosto año t a Julio año t+1



Fuente: elaboración propia

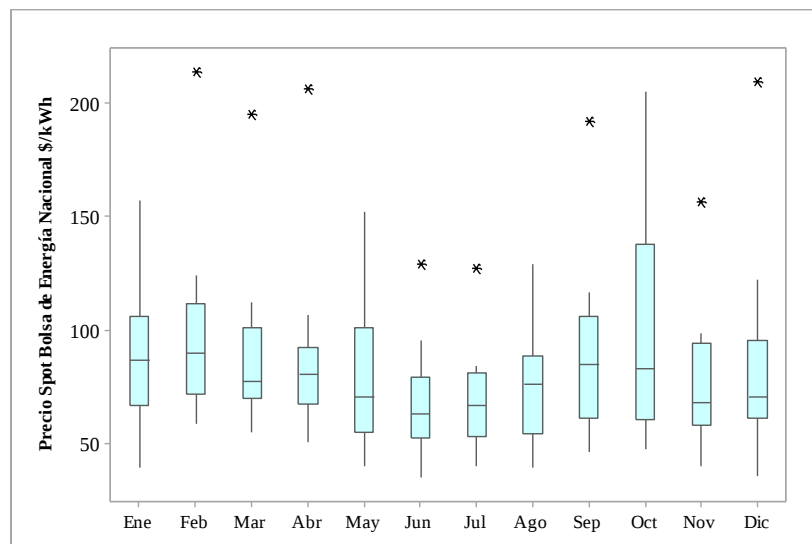
Gráfica 17. Comportamiento serie histórica mensual por año climático
- Agosto año t a Julio año t+1



Fuente: elaboración propia

En la gráfica 18 de cajas y alambres (boxplot) de la serie mensual de precios spot de la bolsa de energía nacional representa el comportamiento agregado por cada mes desde el año 2001 hasta el 2011.

Gráfica 18. Comportamiento de la serie de precios spot mensuales agregada por mes

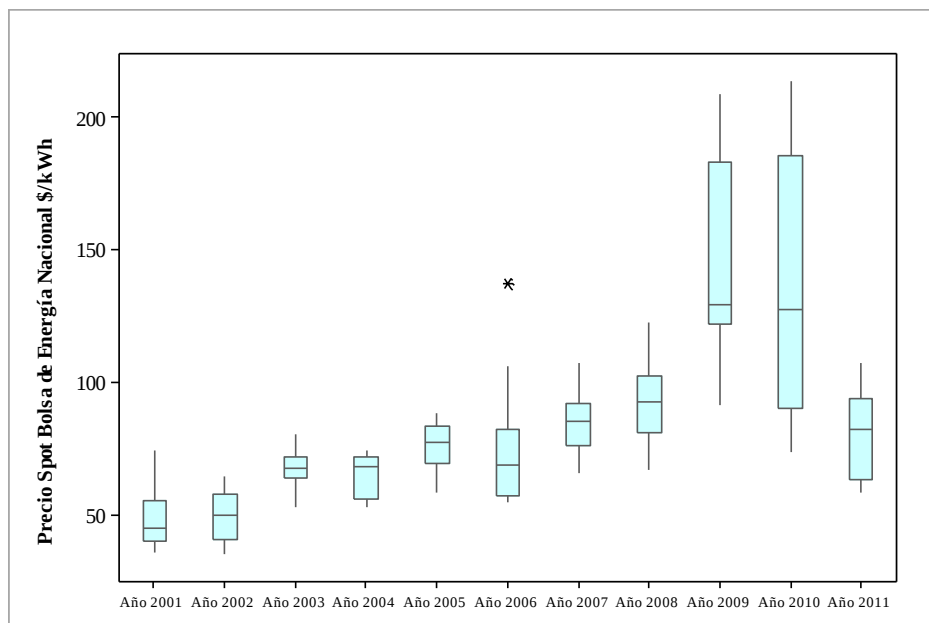


Fuente: software estadístico Minitab 16.1

En esta representación se observa que históricamente el mes con mayor variabilidad de precios es octubre donde se reflejan precios ponderados mes hasta de 205 \$/kWh aproximadamente, este mes presenta los precios más altos que se encuentran marcados por el cuartil 2, a diferencia del mes de julio que tiene poca variabilidad y presenta un valor atípico dentro del mismo mes, ubicado por debajo de los puntos atípicos presentados en los demás meses; la observación atípica más alta se presentó en el mes de febrero. De acuerdo con el análisis de la serie, la causa de las observaciones atípicas es en gran medida por los altos precios presentados en el año 2009 y 2010, como consecuencia del fenómeno del niño presentado en este periodo.

En la gráfica 19, se representa la serie histórica agregada por año, donde se observa que históricamente el año con mayor variabilidad de precios es el 2010, el cual se explica por el fuerte verano a causa del efecto fenómeno del niño por lo tanto se presentaron precios muy altos desde el año 2009; de otro lado el año de menor variabilidad el año 2003 el cual presenta una concentración entre 50 y 80 \$/kWh aproximadamente.

Gráfica 19. Comportamiento de la serie de precios spot mensuales agregada por año



Fuente: software estadístico Minitab 16.1

En las tabla 6, 7 y 8, se presentan el resumen de la estadística descriptiva de la serie de los precios spot de la bolsa de energía nacional diarios y mensuales, respectivamente.

Tabla 5. Estadística descriptiva de la serie diaria de los precios spot de la bolsa nacional

N	Media	Desv.Est.	CoefVar	Mínimo	Q1	Mediana	Q3	Máximo
3927,00	82,20	37,80	45,98	29,62	58,82	73,15	94,39	308,07

Tabla 6. Estadística descriptiva de la serie mensual de los precios spot

N	Media	Desv.Est.	CoefVar	Mínimo	Q1	Mediana	Q3	Máximo
129,00	84,21	36,76	43,66	35,39	60,91	74,70	94,16	213,57

Tabla 7. Estadística descriptiva de la serie mensual de precios spot agregada por mes

Mes	N	Media	Desv.Est.	CoefVar	Mínimo	Q1	Mediana	Q3	Máximo
Ene	10	90,6	34,3	37,8	39,9	67,0	87,0	105,9	157,1
Feb	10	100,9	44,8	44,4	58,7	72,0	90,0	111,5	213,6
Mar	11	91,1	38,0	41,8	55,1	69,8	77,5	101,1	195,2
Abr	11	88,7	42,2	47,6	50,8	67,7	80,5	92,3	206,1
May	11	79,3	33,1	41,7	40,1	55,4	70,9	101,1	151,9
Jun	11	68,8	26,2	38,1	35,4	52,6	63,2	79,4	129,1
Jul	11	69,5	24,2	34,9	40,4	53,3	66,8	81,1	127,3
Ago	11	75,9	25,4	33,5	39,6	54,4	76,3	88,6	129,4
Sep	11	88,9	40,9	46,0	46,3	61,4	85,2	106,0	192,1
Oct	11	95,6	46,8	48,9	47,5	60,7	83,1	137,6	205,1
Nov	11	77,6	31,3	40,4	40,0	58,5	68,1	94,2	156,5
Dic	11	86,0	48,8	56,8	35,9	61,5	70,9	95,4	209,1

Fuente: software estadístico Minitab 16.1

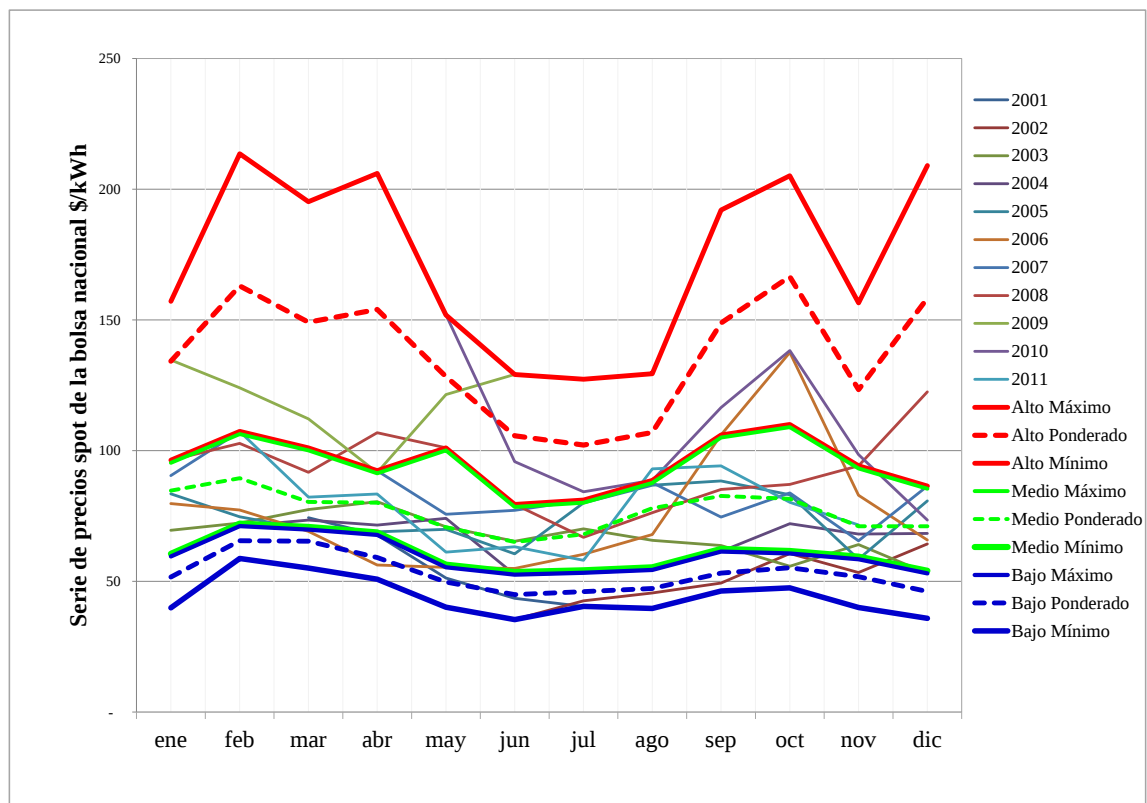
En la representación se resaltan en rojo los valores máximos y en azul los valores mínimos presentados en cada parámetro estadístico; siendo febrero el mes que presenta los valores pico.

Como ya se ha planteado, considerando el comportamiento de la serie y su complejidad para aplicar un método de pronóstico, en el presente trabajo se realizarán simulaciones de escenarios de acuerdo con las franjas de precios clasificadas, las cuales recogen el comportamiento histórico de la serie y el comportamiento por mes.

En la gráfica 20 Se representan los intervalos en los cuales se simulará la distribución de probabilidad triangular para los precios spot de la bolsa de energía para cada mes de acuerdo con la franja de precios definida de acuerdo con el comportamiento histórico del ponderado mensual de cada uno de los meses, en cada uno de los años estudiados.

La aplicación de la distribución triangular en el caso de estudio, se basa principalmente en los parámetros provenientes de la opinión fundamentada por los expertos, considerando igualmente el comportamiento histórico de la serie, además por ser la distribución triangular una distribución ampliamente utilizada en el análisis cuantitativo de riesgos, dado que se basa en una estimación pesimista, una más probable y una optimista, lo cual la hace fácilmente comprendida debido a su principio de simplicidad.

Gráfica 20. Serie histórica de los precios spot vrs las franjas de precios



Fuente: elaboración propia

En la gráfica 21 se presenta las franjas definidas para cada uno de los meses de enero a diciembre.

Gráfica 21. Franjas de precios spot por mes \$kWh

Franja		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Alto	Máximo	157	214	195	206	152	129	127	129	192	205	156	209
	Ponderado	134	163	149	154	128	106	102	107	149	167	123	158
	Mínimo	96	107	101	92	101	79	81	89	106	110	94	86
Medio	Máximo	95	106	100	91	100	78	80	88	105	109	93	85
	Ponderado	85	89	80	80	71	65	68	78	83	82	71	71
	Mínimo	61	72	71	69	56	54	54	55	62	62	59	54
Bajo	Máximo	60	71	70	68	55	53	53	54	61	61	58	53
	Ponderado	52	66	65	59	50	45	46	47	53	55	52	46
	Mínimo	40	59	55	51	40	35	40	40	46	48	40	36

Fuente: elaboración propia

De acuerdo con las franjas establecidas, para efecto de pruebas a continuación se resaltan en la gráfica 22 en que franja y posición deben ser simulados los precios spot ponderados mensuales de la bolsa de energía nacional de acuerdo con su comportamiento histórico desde el 1 de marzo de 2001 hasta el 31 de diciembre de 2011; en la cual se evidencia el comportamiento de los precios a partir de junio de 2009 a mayo de 2010 en la franja alto – máximo, debido al fuerte verano por efecto del fenómeno del niño presentado en este periodo.

Gráfica 22. Franjas de precios spot por mes \$kWh

Año	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
2001			74	68	51	44	40	40	46	48	40	36
2002	40	59	55	51	40	35	43	46	49	61	53	64
2003	70	72	77	80	71	65	70	66	64	56	64	53
2004	60	71	73	72	74	53	53	54	61	72	68	68
2005	83	75	70	69	70	60	80	87	88	83	58	81
2006	80	77	69	56	55	55	60	68	106	138	83	66
2007	90	107	101	92	76	77	81	88	75	84	65	86
2008	96	103	92	107	101	79	67	76	85	87	94	122
2009	135	124	112	92	121	129	127	129	192	205	156	209
2010	157	214	195	206	152	96	84	89	116	138	98	73
2011	95	107	82	83	61	63	58	93	94	80	72	

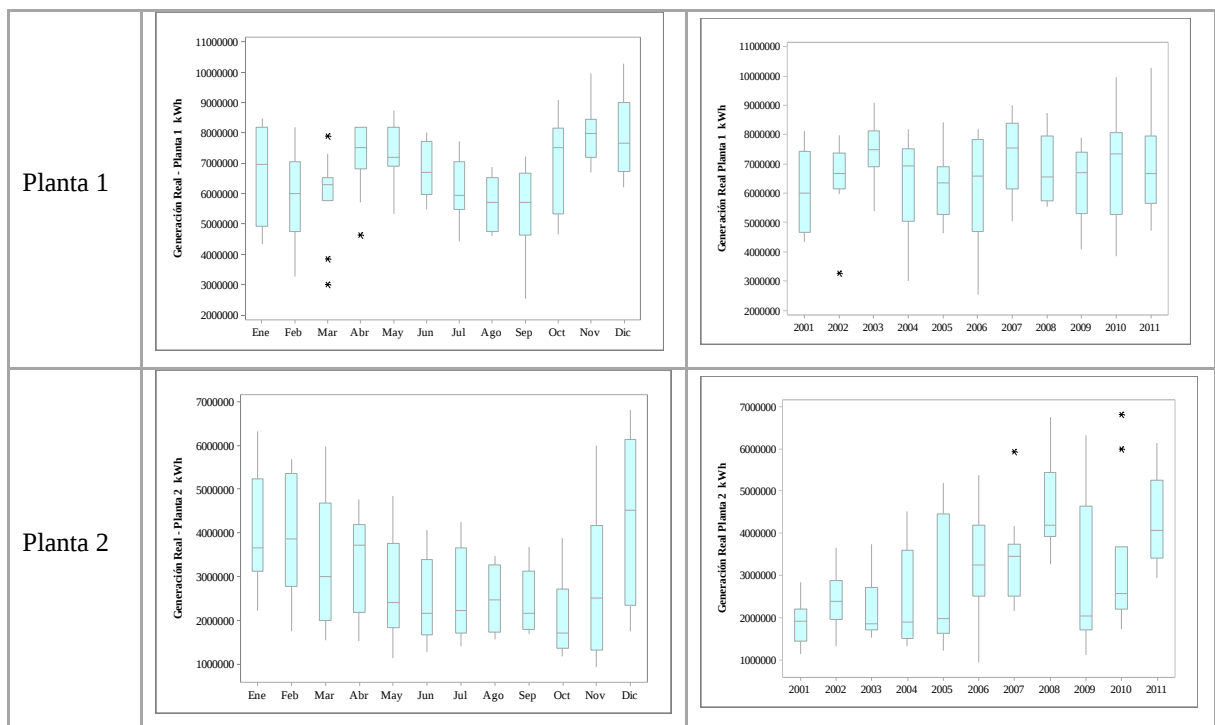
Fuente: elaboración propia

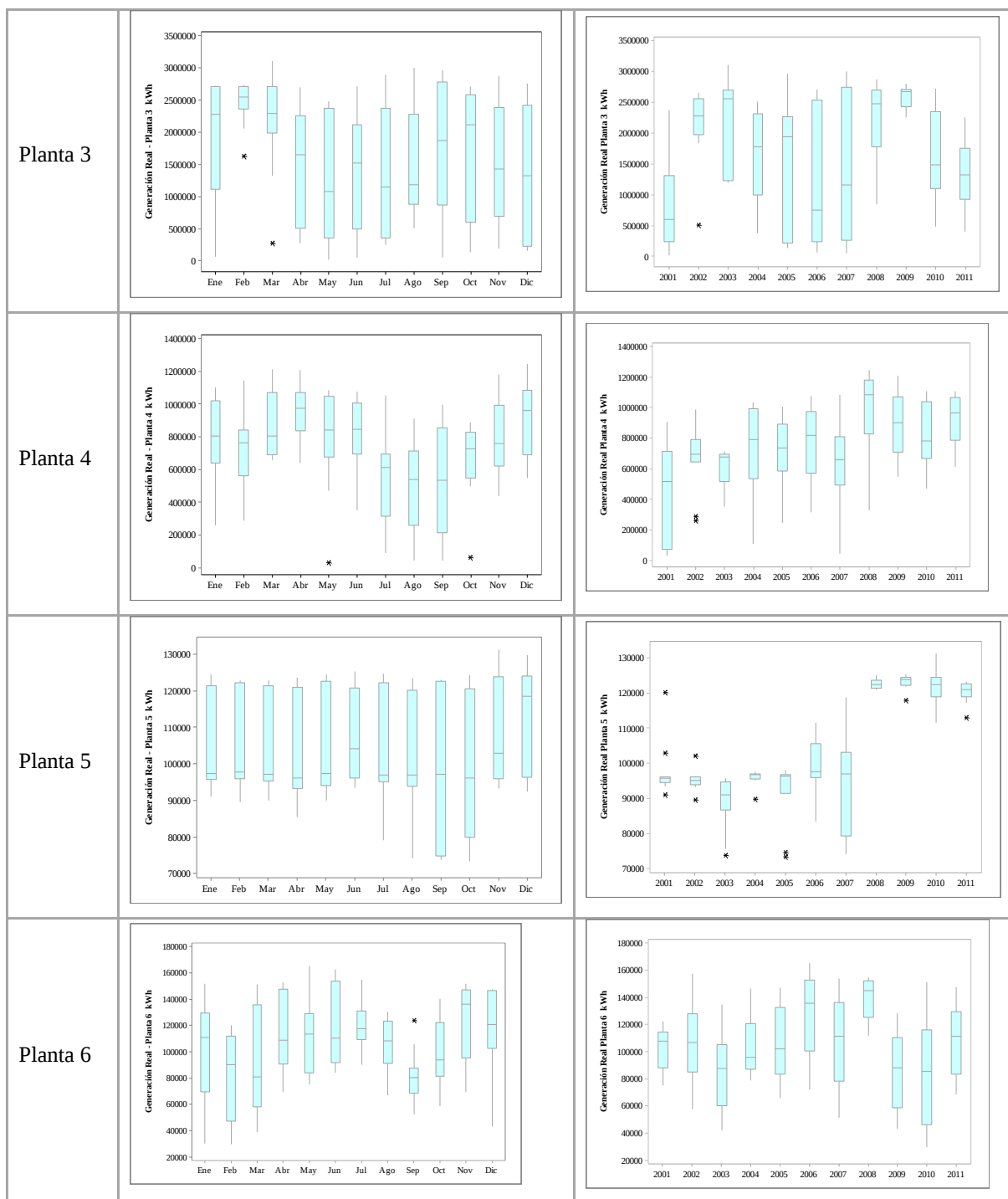
Además de la serie de precios spot de la bolsa de energía nacional, se analizaron las series de generación real para cada una de las plantas del generador de estudio, en total ocho plantas de generación hidroeléctrica y una planta de generación termoeléctrica, adicionalmente se analizó la serie de precios medios de contrato y la serie de los costos CERE.

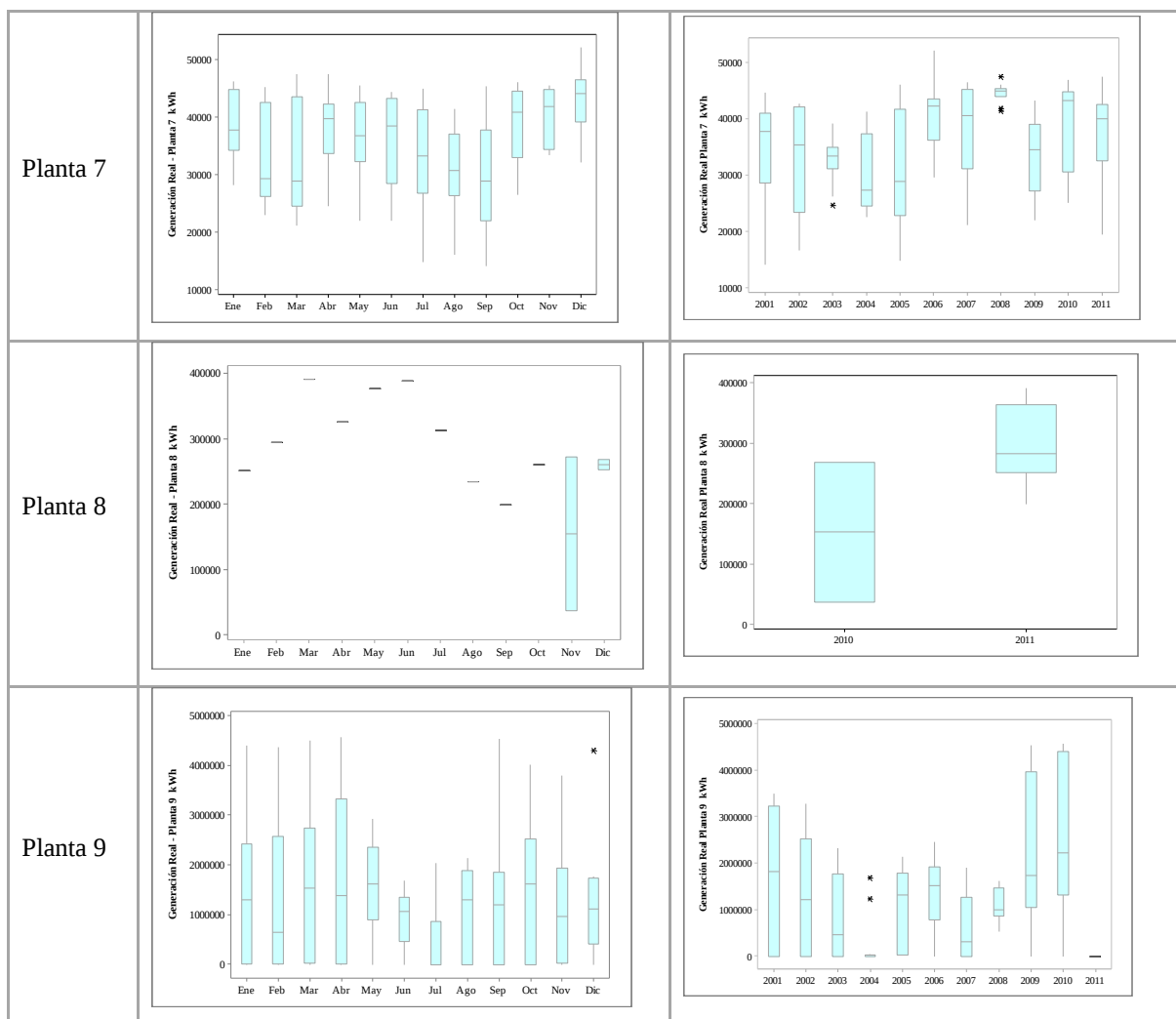
Serie de la generación real

El comportamiento histórico de la generación real de cada una de las plantas se representa a continuación en la gráfica 23 de cajas y alambres.

Gráfica 23. Comportamiento de la serie de generación real agregada por mes y año







Fuente: software estadístico Minitab 16.1

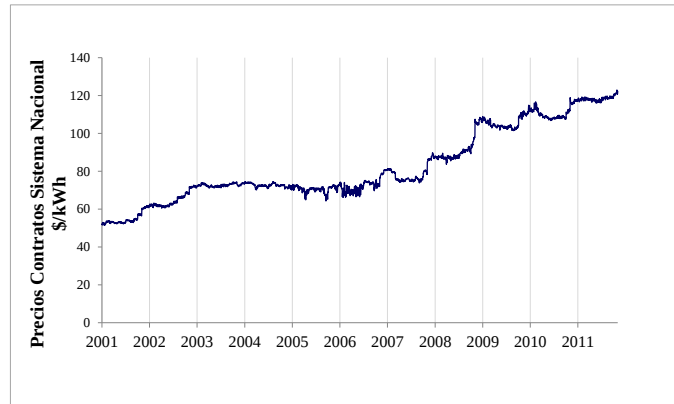
Tabla 8. Estadística descriptiva de la serie mensual de la generación real por planta

Variable	N	Media	Desv.Est.	Mínimo	Q1	Mediana	Q3	Máximo
Planta 1	4.017	4.843.501	3.243.643	0	1.640.898	4.878.949	7.632.345	10.448.984
Planta 2	4.017	2.857.853	1.557.739	0	1.618.142	2.373.720	3.891.374	6.921.931
Planta 3	4.017	514.921	950.697	0	0	0	358.276	3.213.659
Planta 4	4.017	499.551	445.025	0	36.305	423.245	916.397	1.345.447
Planta 5	4.017	95.626	34.331	0	95.592	97.600	122.734	140.888
Planta 6	4.017	98.646	40.558	0	68.836	95.779	131.672	187.560
Planta 7	4.017	34.743	10.578	0	25.850	35.675	44.565	145.520
Planta 8	409	251.186	119.751	0	175.806	252.198	340.981	450.853
Planta 9	4.017	406.490	1.117.100	0	0	0	0	4.873.155

Fuente: software estadístico Minitab 16.1

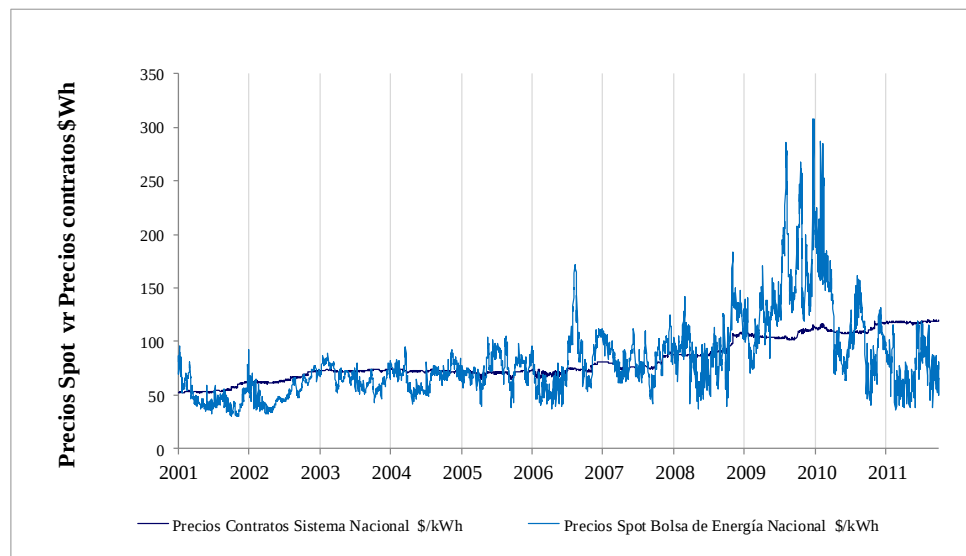
Serie de los precios medios de Contratos

Gráfica 24. Comportamiento de la serie de precios medios de contratos



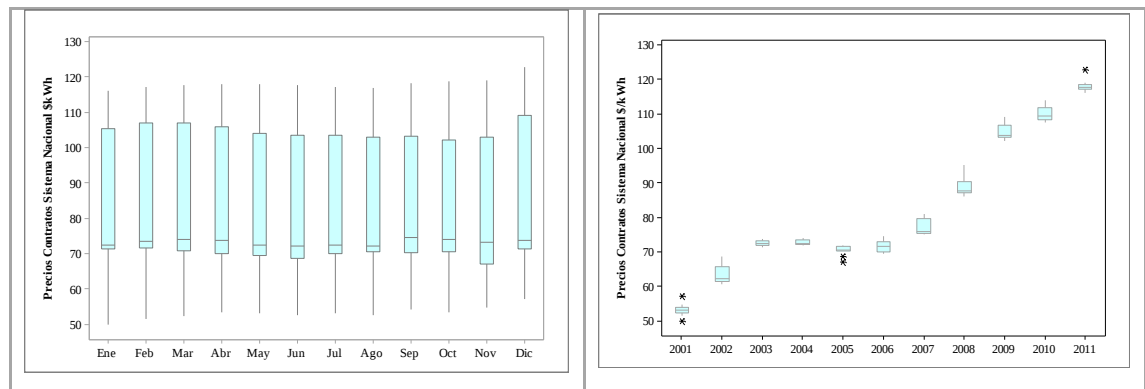
Fuente: elaboración propia

Gráfica 25. Comportamiento de la serie precios medios de contratos vrs precios spot



Fuente: elaboración propia

Gráfica 26. Comportamiento de la serie de los precios medios de contratos por mes y año



Fuente: software estadístico Minitab 16.1

Tabla 9. Estadística descriptiva de la serie diaria de precios medios de contratos

Variable	N	Media	Desv.Est.	CoefVar	Mínimo	Q1	Mediana	Q3	Máximo
Contratos	3958	82,57	19,54	23,66	51,54	71,02	73,84	103,45	122,95

Fuente: software estadístico Minitab 16.1

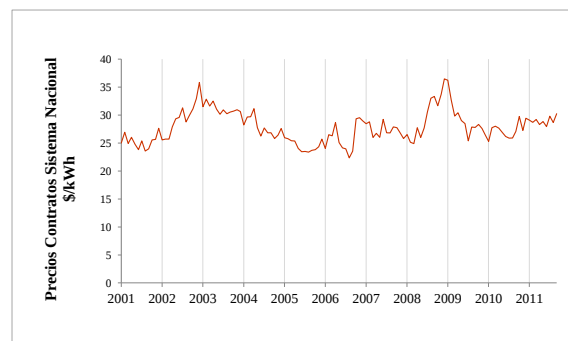
Tabla 10. Estadística descriptiva de la serie mensual de precios de contratos

Variable	N	Media	Desv.Est.	CoefVar	Mínimo	Q1	Mediana	Q3	Máximo
Precios	130	82,61	19,62	23,75	52,38	70,72	73,74	103,45	122,84

Fuente: software estadístico Minitab 16.1

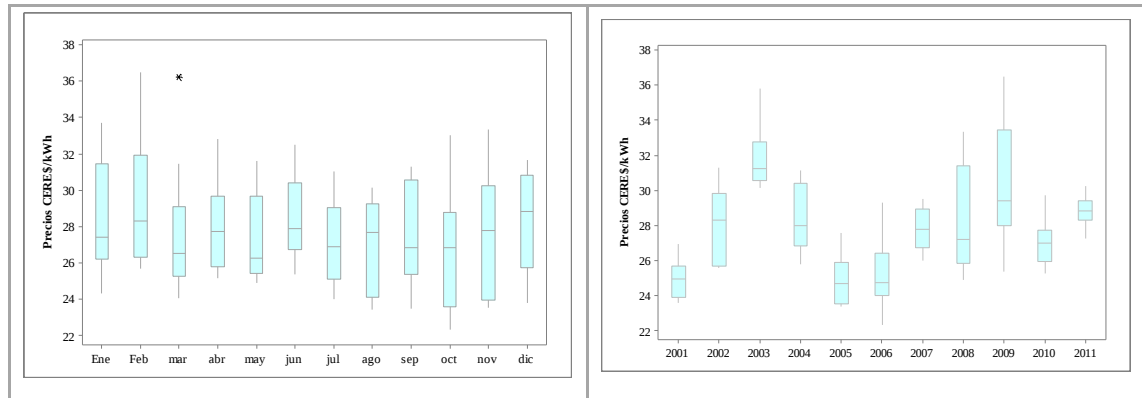
Serie de los costos Costo Equivalente Real de Energía CERE

Gráfica 27. Comportamiento de la serie de costo equivalente real de energía



Fuente: elaboración propia

Gráfica 28. Serie Comportamiento de la serie de Costo Equivalente Real de Energía



Fuente: software estadístico Minitab 16.1

Tabla 11. Estadística descriptiva de la serie mensual del CERE

Variable	N	Media	Desv.Est.	CoefVar	Mínimo	Q1	Mediana	Q3	Máximo
CERE	129	27,86	2,85	10,21	22,35	25,75	27,71	29,68	36,49

Fuente: software estadístico Minitab 16.1

8.4 Modelo de análisis de valoración de riesgo

8.4.1 Supuestos del modelo

Para el desarrollo del siguiente modelo se tienen en consideración los siguientes supuestos:

- Considerando los periodos de vigencia de los contratos de venta de energía a largo plazo, se plantea un horizonte de tiempo de análisis de tres años para todas las variables planteadas en el modelo.
- Teniendo en cuenta que los valores actuales de las variables de entrada del modelo no generan resultados en la utilidad operacional media negativos, se analiza las medidas de riesgo VaR y CVaR desde la perspectiva de la valoración de riesgo de las ganancias (cola derecha) y no de las pérdidas (cola izquierda); es decir el VaR se mide en el

percentil 95 y el CVaR corresponde al promedio de las ganancias que superan el VaR – percentil 95. Lo anterior se debe a que la información con la cual cuenta el modelo corresponde a la información histórica que se encuentra pública en la plataforma de NEÓN de X; la información complementaria por ser confidencial no fue proporcionada por parte del generador.

- En el modelo se estudian las series de precios en su comportamiento natural y no se deflactan, es decir no se elimina el efecto de inflación en los valores de las series.
- Para la estimación de los precios de energía de bolsa, se determinan tres franjas de precios: precios altos, precios normales, precios bajos; la incertidumbre se simula con el cálculo de la distribución triangular en cada mes independiente de acuerdo con los valores históricos de cada mes, determinando así el valor máximo, medio y mínimo presentado.

Adicionalmente, teniendo en cuenta la proyección de precios de la UPME, en la cual se estima que superada el alza de los precios ocasionada por el Fenómeno de El Niño en los años 2009 – 2010, en la siguiente década se prevé una reducción progresiva del precio de bolsa de la energía eléctrica debido al aumento significativo de la capacidad instalada de generación hidroeléctrica en los próximos años; por lo tanto se estiman que los picos máximos no serán superiores a los históricos.

- Considerando la recomendación de un experto en valoración de centrales hidroeléctricas, la incertidumbre de la producción estimada para cada planta se calcula mediante la distribución normal; considerando que la serie de datos corresponde a la generación real histórica, la cual tiene una fuerte correlación con la serie de caudales del sistema nacional, la cual a su vez es modelada con una distribución normal. Para lo cual se calcula la media y la desviación estándar de los datos históricos de cada mes, además se trunca dicha distribución con los datos extremos de la serie de datos tanto mínimos como máximos. Los resultados de aplicar la distribución normal en la serie de

los datos históricos guardan relación con la distribución empírica, dado que es una serie que presenta una tendencia uniforme a lo largo del tiempo a diferencia de la serie de los precios spot de la bolsa de energía.

- Considerando la recomendación de un experto en valoración de centrales hidroeléctricas, la incertidumbre de los precios de contratos y de los costos CERE se calcula mediante la distribución normal; tomando como base la serie histórica los precios medios de contrato, con la cual se determina la media y la desviación estándar de los datos históricos de cada mes, además se trunca dicha distribución con los datos extremos de la serie de datos tanto mínimos como máximos.
- Para el caso del cálculo de la incertidumbre de las compras de energía de una central termoeléctrica, se aplica la misma técnica para la estimación de los precios de energía de bolsa.
- Se asume las siguientes distribuciones de probabilidad:

<i>Variables</i>	<i>Distribución de probabilidad definida</i>
▪ Precios spot de la bolsa de energía	Distribución triangular Para cada mes según franja de precios
▪ Generación real de 9 plantas	Distribución normal para cada mes
▪ Precios medios de contratos	Distribución normal para cada mes
▪ Precios medios costos CERE	Distribución normal para cada mes

- Se asume como política de Empresa la participación del portafolio por la venta de energía estimada en contratos a largo plazo es del 70% y venta de energía estimada en la bolsa de energía eléctrica es del 30%.
- La participación del portafolio correspondiente a la venta de energía eléctrica mediante contratos a largo plazo, se plantea agregada; es decir en el modelo no se discrimina por tipo de contrato.

- Se asume un Costo promedio de capital – WACC Weighted Average Cost of Capital del 11.5% anual.
- De acuerdo con los estados de resultados publicados por la empresa de estudio, se supone como Tasa de Impuesto de Renta el 33%, gastos operacionales de venta del 1.83% y gastos operaciones de administración del 7.15%.
- Para determinar el VaR y el CVaR se asume un nivel de confianza del 95%.
- En el modelo del caso de aplicación asume cada simulación con 1000 iteraciones.

Índices

Tabla 12. Índices del modelo

Parámetro	Descripción	Unidad
T	<i>Índice de tiempo analizado</i>	$t = 1, \dots, T$
Z	<i>Índice de planta de generación de energía eléctrica</i>	$z = 1, \dots, Z$
W	<i>Índice de escenarios</i>	$w = 1, \dots, W$

8.4.2 Variables del modelo

- Variables de entrada

Tabla 13. Variables de decisión

Parámetro	Descripción	Unidad	Tipo
$\%VEEC:$	<i>Venta de energía estimada en contratos a largo plazo, se asume constante durante el tiempo analizado</i>	%	<i>Determinístico</i>
$\%VEEB:$	<i>Venta de energía estimada en la bolsa de energía eléctrica,, se asume constante durante el tiempo analizado</i>	%	<i>Determinístico</i>
$WACC:$	<i>Costo promedio de capital – (WACC Weighted Average Cost of Capital), se asume constante durante el tiempo analizado</i>	%	<i>Determinístico</i>
$\%GOV:$	<i>Gastos operacionales de venta, se asume constante durante el tiempo analizado</i>	%	<i>Determinístico</i>
$\%GOA:$	<i>Gastos operacionales de administración, se asume constante durante el tiempo analizado</i>	%	<i>Determinístico</i>

Tabla 14. Variables del entorno

Parámetro	Descripción	Unidad	Tipo
PEB_{tw} :	<i>Precios de energía eléctrica en bolsa estimado, en un periodo t de un escenario w</i>	COP/\$kWh	Estocástico
PEP_{tz} :	<i>Producción de energía eléctrica estimada, en un periodo t, de una planta de generación de energía eléctrica z</i>	GWh	Estocástico
PEC_t :	<i>Precio de energía estimado de contratos de energía eléctrica, en un periodo t</i>	COP/\$kWh	Estocástico
CCR_t :	<i>Costos CERE estimado, en un periodo t</i>	COP/\$kWh	Estocástico
TIR :	<i>Tasa de impuesto de renta, se asume constante durante el tiempo analizado</i>	%	Determinístico

■ Variables de proceso

Tabla 15. Variables de proceso

Parámetro	Descripción	Unidad	Tipo
VEC_t :	<i>Venta de energía estimada en contratos a largo plazo, en un periodo t</i>	kWh	Estocástico
VEB_t :	<i>Venta de energía estimada en la bolsa de energía eléctrica, en un periodo t</i>	kWh	Estocástico
$CCRC_t$:	<i>Costos CERE estimados de la energía vendida en contrato, en un periodo t</i>	COP/\$kWh	Estocástico
$CCRB_t$:	<i>Costos CERE estimados de la energía vendida en bolsa, en un periodo t</i>	COP/\$kWh	Estocástico

- Variables de salida

Tabla 16. Variables de salida

Parámetro	Descripción	Unidad	Tipo
$IOVEC_t$:	<i>Ingresos operacionales por venta de energía estimada en contratos a largo plazo, en un periodo t</i>	COP	<i>Estocástico</i>
$IOVEB_t$:	<i>Ingresos operacionales por venta de energía estimada en la bolsa de energía eléctrica, en un periodo t</i>	COP	<i>Estocástico</i>
$CCRC_t$:	<i>Costos CERE estimados de la energía vendida en contrato, en un periodo t</i>	COP	<i>Estocástico</i>
$CCRB_t$:	<i>Costos CERE estimados de la energía vendida en bolsa, en un periodo t</i>	COP	<i>Estocástico</i>
UB_t :	<i>Utilidad bruta, en un periodo t</i>	COP	<i>Estocástico</i>
MC_t :	<i>Margen de contribución, en un periodo t</i>	%	<i>Estocástico</i>
GOV_t :	<i>Gastos operacionales de venta, en un periodo t</i>	COP	<i>Determinístico</i>
GOA_t :	<i>Gastos operacionales de administración, en un periodo t</i>	COP	<i>Determinístico</i>
UO_t :	<i>Utilidad operacional, en un periodo t</i>	COP	<i>Estocástico</i>
MUO_t :	<i>Margen de utilidad operacional, en un periodo t</i>	%	<i>Estocástico</i>
$UOVEC_t$:	<i>Utilidad operacional por venta de energía estimada en contratos a largo plazo, en un periodo t</i>	COP	<i>Estocástico</i>
$MUOVEC_t$:	<i>Margen de utilidad operacional por venta de energía estimada en contratos a largo plazo, en un periodo t</i>	%	<i>Estocástico</i>
$UOVEB_t$:	<i>Utilidad operacional por venta de energía estimada en la bolsa de energía eléctrica, en un periodo t</i>	COP	<i>Estocástico</i>
$MUOVEB_t$:	<i>Margen de utilidad operacional por venta de energía estimada en la bolsa de energía eléctrica, en un periodo t</i>	%	<i>Estocástico</i>
VPN :	<i>Valor presente neto de las utilidades del horizonte de tiempo de análisis</i>	%	<i>Estocástico</i>

8.4.3 Función de utilidad

La función de utilidad para el generador hidroeléctrico en un periodo t , se comprende por:

- *Ingresos operacionales por venta de energía estimada en contratos a largo plazo*
- *Ingresos operacionales por venta de energía estimada en la bolsa de energía eléctrica*
- *Costos CERE por generación de energía eléctrica*
- *Gastos operacionales de venta*
- *Gastos operacionales de administración*

$$UO = \sum_{t=1}^T (IOVEC + IOVEB) - (CCRC + CCRB) - (GOV + GOA) \quad (4)$$

Dónde:

$$IOVEC_t = VEC_t \cdot PEC_t \quad (5)$$

$$IOVEB_t = VEB_t \cdot PEB_{tw} \quad (6)$$

$$CCRC_t = VEC_t \cdot CCR_t \quad (7)$$

$$CCRB_t = VEB_t \cdot CCR_t \quad (8)$$

$$GOV_t = ((IOVEC_t + IOVEB_t) \cdot \%GOV) \quad (9)$$

$$GOA_t = ((IOVEC_t + IOVEB_t) \cdot \%GOA) \quad (10)$$

- Restricciones

$$\%VEEC + \%VEEB = 100\% \quad (11)$$

$$70\% \leq \%VEEC \leq 90\% \quad (12)$$

$$IOVEC, IOVEB, CCRC, CCRB, GOV, GOA > 0$$

(13)

- Medidas de riesgo

De acuerdo con las definiciones planteadas en la presente investigación referente a las medidas de riesgo del modelo presentado, se determinan el VaR y CVaR en el nivel de confianza del 95%.

Planteamiento de optimización

Función Objetivo: Maximizar el Valor presente de la utilidad operacional

- *Variable de decisión*

% de participación de venta de energía en contratos

- *Restricción:*

La desviación estándar del valor presente de la utilidad operacional media que determine el generador en cada escenario.

8.5 Análisis de resultados

En la Tabla 17 se presenta las condiciones de los escenarios simulados.

Tabla 17. Escenarios simulados

Estimados	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Precios spot de la bolsa de energía	De acuerdo con la franja y posición seleccionada para cada mes, se aplica la distribución de probabilidad triangular (valor máximo, valor más probable, valor mínimo) de acuerdo con el intervalo de datos definido para cada periodo.		
	Simulación de los 36 meses en la franja media - ponderada.	Simulación de los periodos de acuerdo con el comportamiento real de los años 2009, 2010, 2011 teniendo en cuenta la franja correspondiente; en este caso los precios spot a partir de junio 2009 a mayo de 2010 se ubican en la franja de precios altos - máximos, los precios del año 2011 se ubican en la franja de precios medios ponderados.	Los periodos se simulan sin considerar las franjas de precios, se trabaja con el precio mínimo, promedio ponderado y el máximo presentado en cada mes, según la serie histórica.
Producción de energía	Se aplica la distribución de probabilidad Normal (desviación estándar, media) la cual se trunca en cada periodo en los valores extremos según el comportamiento histórico de cada mes.		
Precio de Energía en Contratos			
Costos CERE			
Participación en contratos			
Participación en contratos	Se simulan diferentes participaciones iniciando desde el 60% hasta el 100% con cambio cada 2%, para lo cual se realizan 21 simulaciones.		
	Se simulan diferentes participaciones iniciando desde el 40% hasta el 0% con cambio cada 2%, para lo cual se realizan 21 simulaciones		
Frontera eficiente	Se construye la frontera eficiente para cada escenario		

De acuerdo con las condiciones definidas para el escenario 1, en el cual se asume los precios spot de la bolsa de energía nacional para cada periodo en la franja definida como precios medios; se ejecutan las Simulaciones Monte Carlo de las distribuciones de probabilidad definidas para cada variable de entrada, para las diferentes composiciones del portafolio con 1000 iteraciones por simulación. Los resultados del modelo reflejan que el valor presente la utilidad operacional media, la desviación estándar, el VaR y CVaR que tendría el generador.

En la tabla 18 se presentan los resultados obtenidos del modelo propuesto en el escenario 1. Los resultados se dan en función del valor presente de la utilidad operacional media en un horizonte de tiempo de tres años. El valor resaltado en azul corresponde a la posición de la política actual del agente generador del caso de estudio en el escenario 1. El valor resaltado en amarillo corresponde a la posición óptima que sugiere el modelo de simulación para el escenario 1.

Tabla 18 Resultado del valor presente de la utilidad operacional media en el escenario 1

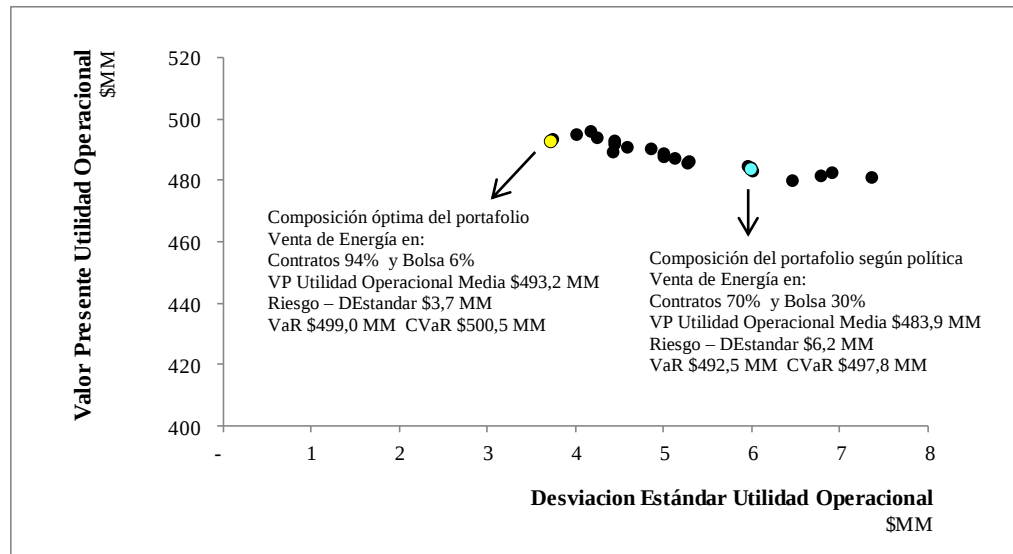
	Participación Portafolio		Media \$MM	DesvStand \$MM	Percentil 5% \$MM	Minimo \$MM	Maximo \$MM	VaR 95% \$MM	CVaR \$MM
	Contratos %	Spot %							
1	60	40	480,0	6,5	469,2	463,1	496,4	490,1	493,9
2	62	38	480,7	7,4	469,5	467,1	496,7	494,3	495,7
3	64	36	481,5	6,8	469,1	462,6	497,1	492,3	495,1
4	66	34	482,3	6,9	470,9	465,2	500,3	494,0	497,8
5	68	32	483,1	6,0	472,3	469,3	502,1	491,9	498,0
6	70	30	483,9	6,2	473,7	471,6	501,4	492,5	497,8
7	72	28	484,6	6,0	475,0	471,5	500,5	494,2	498,0
8	74	26	485,4	5,3	475,8	474,7	497,7	495,5	496,8
9	76	24	486,2	5,3	476,7	471,2	497,0	495,3	496,3
10	78	22	486,9	5,1	477,3	474,5	496,9	495,0	496,1
11	80	20	487,8	5,0	478,9	474,3	498,9	495,6	497,6
12	82	18	488,5	5,0	480,6	476,5	499,9	497,9	499,1
13	84	16	489,3	4,4	481,6	479,3	503,9	496,6	501,0
14	86	14	490,1	4,9	481,2	477,7	502,5	498,3	500,8
15	88	12	490,9	4,6	481,7	476,5	500,2	497,3	499,1
16	90	10	491,6	4,5	484,9	481,6	501,8	499,5	500,9
17	92	8	492,4	4,4	485,2	482,3	505,5	498,9	502,8
18	94	6	493,2	3,7	486,8	483,5	501,4	499,0	500,5
19	96	4	494,0	4,3	487,6	485,5	507,5	500,2	504,6
20	98	2	494,8	4,0	488,1	481,5	504,0	500,8	502,7
21	100	0	495,5	4,2	488,8	483,2	506,2	501,9	504,4

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de @Risk

De acuerdo con los resultados del escenario 1 se observa que a medida que se aumenta la participación de la venta de energía a través de contratos, el valor presente de la utilidad operacional media aumenta a la vez que disminuye la desviación estándar, en cambio que a medida que aumenta la participación de la venta de energía a través de la bolsa de energía (mercado spot), el valor presente de la utilidad operacional disminuye a la vez que aumenta la desviación estándar. En el caso hipotético que un escenario de similares condiciones se presentara en la realidad, esta sería una señal clara para el agente generador, para constituir contratos de venta de energía a largo plazo con precios de contratos aproximados o superiores a los ingresados en el modelo. Igualmente se puede evidenciar en la tabla la posición de la política actual de portafolio del agente generador (70% en contratos) frente a la posición optima de portafolio (94% en Contratos) que sugiere el modelo; estos argumentos cuantitativos son la base para el análisis de toma decisiones de acuerdo con los intereses vs la relación riesgo – retorno del agente generador.

En la gráfica 29, se representa la frontera eficiente del escenario 1, donde cada punto corresponde a la posición del par ordenado conformado por el valor presente de la utilidad operacional media y por el valor de la desviación estándar, en cada una de las composiciones del portafolio, en la gráfica 29 se destaca la posición del punto equivalente a la política de portafolio actual del agente generador y a su vez la posición optima donde se maximiza el valor presente de la utilidad operacional media y se minimiza el riesgo, es decir donde la desviación estándar es menor, lo cual es un comportamiento atípico.

Gráfica 29. Frontera eficiente escenario 1



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de @Risk

Igualmente los resultados de este escenario reflejan que la posición actual de la política del generador en la frontera eficiente, si bien no es la que ofrece el mayor valor presente de la utilidad operacional media, el riesgo – la desviación estándar corresponde al 1,3% sobre el valor presente de la utilidad operacional media, el VaR corresponde a \$492,5 MM, lo cual se interpreta como que solo hay una probabilidad del 5% que el valor presente de la utilidad operacional media exceda el VaR; el CVaR o promedio del valor presente de la utilidad operacional media que superaría el VaR sería de \$497,8 MM aproximadamente.

De acuerdo con las condiciones definidas para el escenario 2, en el cual se asume los precios spot de la bolsa de energía nacional presentados en la realidad en cada mes durante los años 2009, 2010 y 2011 de acuerdo con la franja equivalente a cada precio; se ejecutan las Simulaciones Monte Carlo de las distribuciones de probabilidad definidas para cada variable de entrada, para las diferentes composiciones del portafolio con 1000 iteraciones por simulación. Los resultados del modelo reflejan que el valor presente la utilidad operacional media, la desviación estándar, el VaR y CVaR que tendría el generador.

En la tabla 19 se presentan los resultados obtenidos del modelo propuesto en el escenario 2. Los resultados se dan en función del valor presente de la utilidad operacional media en un horizonte de tiempo de tres años. El valor resaltado en azul corresponde a la posición de la política actual del agente generador del caso de estudio en el escenario 2. El valor resaltado en amarillo corresponde a la posición óptima que sugiere el modelo de simulación para el escenario 2.

Tabla 19. Resultado del valor presente de la utilidad operacional media en el escenario 2

	Participación Portafolio		Media \$MM	DesvStand \$MM	Percentil 5% \$MM	Minimo \$MM	Maximo \$MM	VaR 95% \$MM	CVaR \$MM
	Contratos %	Spot %							
1	60	40	641,8	13,3	618,7	615,5	672,1	667,7	670,3
2	62	38	635,7	13,0	615,1	605,4	670,2	654,9	664,1
3	64	36	629,8	11,9	609,5	602,2	662,1	650,0	657,2
4	66	34	623,7	11,0	604,7	602,8	654,8	644,3	650,6
5	68	32	617,8	11,0	600,4	594,0	642,7	637,6	640,6
6	70	30	611,9	11,0	595,1	577,9	642,2	630,2	637,4
7	72	28	606,0	11,0	588,9	580,9	634,1	626,9	631,2
8	74	26	600,1	8,9	585,6	582,4	625,4	614,4	621,0
9	76	24	594,2	9,1	576,6	571,1	613,9	609,4	612,1
10	78	22	588,2	8,0	575,5	570,4	608,2	600,9	605,3
11	80	20	582,3	8,4	567,1	562,2	606,0	595,1	601,7
12	82	18	576,3	8,6	561,0	554,4	600,1	588,5	595,5
13	84	16	570,4	8,5	554,7	544,8	591,8	585,3	589,2
14	86	14	564,5	7,2	552,8	544,5	585,0	574,7	580,9
15	88	12	558,4	8,0	544,3	534,3	578,1	570,7	575,1
16	90	10	552,5	7,1	540,4	535,7	567,9	563,9	566,3
17	92	8	546,6	6,3	534,1	532,0	560,8	555,3	558,6
18	94	6	540,7	5,8	531,4	523,6	555,2	549,2	552,8
19	96	4	534,7	5,6	524,4	522,7	550,0	543,4	547,4
20	98	2	528,8	5,7	518,9	513,7	543,9	537,9	541,5
21	100	0	522,8	6,0	513,3	505,8	535,5	531,6	533,9

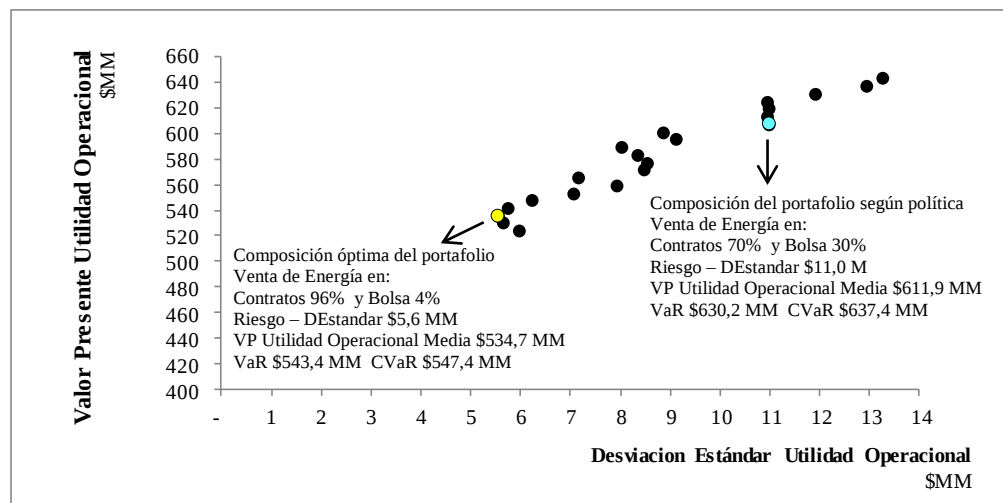
Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de @Risk

De acuerdo con los resultados del escenario 2 se observa que a medida que se aumenta la participación de la venta de energía a través de contratos, el valor presente de la utilidad operacional media disminuye a la vez que disminuye la desviación estándar, en cambio a medida que aumenta la participación de la venta de energía a través de la bolsa de energía (mercado spot), el valor presente de la utilidad operacional aumenta a la vez que aumenta la desviación estándar. Igualmente se puede evidenciar en la tabla la posición de la política actual de portafolio del agente generador (70% en contratos) frente a la posición que

presenta el menor riesgo - menor desviación estándar (96% en Contratos) que sugiere el modelo, lo cual es el comportamiento típico. La señal para el generador es que en la medida que aumente en su portafolio, la participación de venta de energía en la bolsa de energía nacional, el beneficio económico será mayor. En el caso hipotético que un escenario de similares condiciones se presentara de nuevo en la realidad, el agente generador tendría que evaluar sus intereses vs la relación riesgo – retorno considerando estos argumentos cuantitativos en el análisis de toma decisiones de acuerdo con los intereses vs la relación riesgo – retorno del agente generador.

En la gráfica 30, se representa la frontera eficiente del escenario 2, donde cada punto corresponde a la posición del par ordenado conformado por el valor presente de la utilidad operacional media y por el valor de la desviación estándar, en cada una de las composiciones del portafolio, en la gráfica 30 se destaca la posición del punto equivalente a la política de portafolio actual del agente generador y a su vez la posición optima donde si bien no corresponde al valor presente de la utilidad operacional media máxima, si corresponde al punto del menor riesgo, es decir la menor desviación estándar.

Gráfica 30. Frontera eficiente escenario 2



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de @Risk

Igualmente los resultados de este escenario evidencian cual es la posición actual de la política del generador en la frontera eficiente, que si bien le ofrece un mayor valor presente de la utilidad operacional media, el riesgo – la desviación estándar corresponde al 1,8% sobre el valor presente de la utilidad operacional media, el VaR de \$630,2 MM, lo cual se podría interpretar como que solo hay una probabilidad del 5% que el valor presente de la utilidad operacional exceda el VaR. Es decir el CVaR o promedio del valor presente de la utilidad operacional media que superaría el VaR sería de \$637,4 MM aproximadamente.

En el escenario 2 la frontera eficiente presenta una curva típica, en la medida que aumente la participación de venta de energía en contratos aumenta el riesgo, es decir aumenta la desviación estándar del valor presente de la utilidad operacional media, por lo tanto es una señal que debe contratarse lo menor posible, así tendrá mayor utilidad con la venta de energía en la bolsa de energía nacional.

De acuerdo con las condiciones definidas para el escenario 3, en el cual se asume los precios spot de la bolsa de energía nacional para cada periodo sin discriminarlos en las franjas de precios, es decir se simulan los valores máximos, mínimos y promedio presentados por mes; se ejecutan las Simulaciones Monte Carlo de las distribuciones de probabilidad definidas para cada variable de entrada, para las diferentes composiciones del portafolio con 1000 iteraciones por simulación. Los resultados del modelo reflejan que el valor presente la utilidad operacional, la desviación estándar, el VaR y CVaR que tendría el generador.

En la tabla 20 se presentan los resultados obtenidos del modelo propuesto en el escenario 3. Los resultados se dan en función del valor presente de la utilidad operacional media en un horizonte de tiempo de tres años. El valor resaltado en azul corresponde a la posición de la política actual del agente generador del caso de estudio en el escenario 3. El valor resaltado en amarillo corresponde a la posición óptima que sugiere el modelo de simulación para el escenario 3.

Tabla 20. Resultado del valor presente de la utilidad operacional media en el escenario 3

	Participación Portafolio		Media \$MM	DesvStand \$MM	Percentil 5% \$MM	Minimo \$MM	Maximo \$MM	VaR 95% \$MM	CVaR \$MM
	Contratos %	Spot %							
1	60	40	621,8	21,3	588,3	575,0	664,7	658,3	662,1
2	62	38	615,4	21,7	576,8	556,4	667,9	650,9	661,1
3	64	36	609,3	22,3	576,1	545,0	667,0	644,4	658,0
4	66	34	602,9	19,4	573,3	551,3	648,8	635,9	643,6
5	68	32	596,6	18,3	566,7	550,0	643,5	623,3	635,5
6	70	30	590,2	20,1	554,0	532,5	639,5	617,8	630,8
7	72	28	583,9	18,3	547,0	533,2	624,4	613,2	619,9
8	74	26	577,6	16,8	550,8	541,5	617,3	604,6	612,2
9	76	24	571,3	14,7	548,1	526,5	610,6	593,6	603,8
10	78	22	565,0	13,7	544,0	531,9	613,1	587,2	602,7
11	80	20	558,7	11,3	540,5	522,5	582,5	576,8	580,3
12	82	18	552,4	12,9	533,7	526,9	582,1	578,4	580,6
13	84	16	546,0	11,1	531,3	520,2	580,4	564,2	573,9
14	86	14	539,8	9,4	526,7	518,7	568,2	554,2	562,6
15	88	12	533,4	8,8	518,0	512,0	552,9	547,6	550,8
16	90	10	527,1	7,3	515,0	508,5	544,0	539,0	542,0
17	92	8	520,8	6,9	509,9	501,6	543,3	530,9	538,3
18	94	6	514,5	5,6	506,2	502,5	530,6	522,8	527,5
19	96	4	508,2	4,1	499,8	497,2	519,4	514,0	517,2
20	98	2	501,8	4,1	494,4	491,1	510,3	508,4	509,6
21	100	0	495,6	4,4	488,2	483,9	504,8	502,3	503,8

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de @Risk

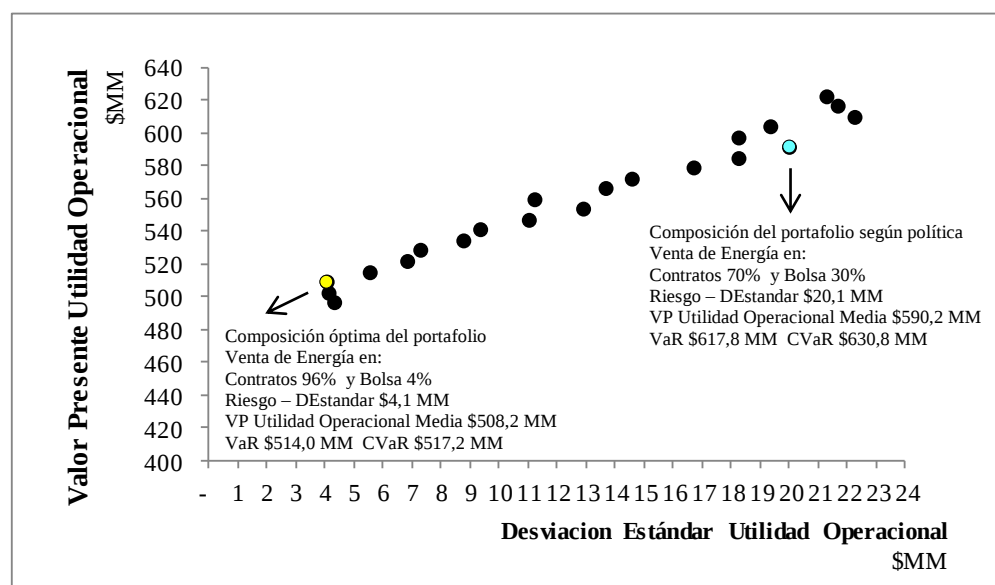
De acuerdo con los resultados del escenario 3 se observa que a medida que se aumenta la participación de la venta de energía a través de contratos, el valor presente de la utilidad operacional media disminuye a la vez que disminuye la desviación estándar, en cambio a medida que aumenta la participación de la venta de energía a través de la bolsa de energía (mercado spot), el valor presente de la utilidad operacional aumenta a la vez que aumenta la desviación estándar; Igualmente se puede evidenciar en la tabla la posición de la política actual de portafolio del agente generador (70% en contratos) frente a la posición que presenta el menor riesgo - menor desviación estándar (96% en Contratos) que sugiere el modelo, lo cual es el comportamiento típico. Por lo tanto la señal para el generador es que en la medida que aumente en su portafolio, la participación de venta de energía en la bolsa de energía nacional, el beneficio económico será mayor, no obstante de debe considerar que el intervalo es muy amplio dado que en este escenario no se consideran las franjas de precios en las distribuciones de probabilidad del precio spot de la bolsa de energía en cada

mes, lo cual incide en el aumento significativo de la desviación estándar comparada con las presentadas en los demás escenarios analizados.

En el caso hipotético que un escenario de similares condiciones se presentara de nuevo en la realidad, el agente generador tendría que evaluar sus intereses vrs la relación riesgo – retorno considerando estos argumentos cuantitativos en el análisis de toma decisiones de acuerdo con los intereses vrs la relación riesgo – retorno del agente generador.

En la gráfica 31, se representa la frontera eficiente del escenario 3, donde cada punto corresponde a la posición del par ordenado conformado por el valor presente de la utilidad operacional media y por el valor de la desviación estándar, en cada una de las composiciones del portafolio, en la gráfica 31 se destaca la posición del punto equivalente a la política de portafolio actual del agente generador y a su vez la posición optima donde si bien no corresponde al valor presente de la utilidad operacional media máxima, si corresponde al punto del menor riesgo, es decir la menor desviación estándar.

Gráfica 31. Frontera eficiente escenario 3



Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de @Risk

Igualmente los resultados de este escenario evidencian cual es la posición actual de la política del generador en la frontera eficiente, que si bien le ofrece un mayor valor presente de la utilidad operacional media, el riesgo – la desviación estándar corresponde al 3,4% sobre el valor presente de la utilidad operacional media, el VaR de \$617,8 MM, lo cual se podría interpretar como que solo hay una probabilidad del 5% que el valor presente de la utilidad operacional media exceda el VaR. Es decir el CVaR o promedio del valor presente de la utilidad operacional media que superaría el VaR sería de \$630,8 MM aproximadamente.

En el escenario 3 la frontera eficiente presenta una curva típica, en la medida que aumente la participación de venta de energía en contratos aumenta el riesgo, es decir aumenta la desviación estándar del valor presente de la utilidad operacional media, por lo tanto es una señal que debe contratarse lo menor posible, así tendrá mayor utilidad con la venta de energía en la bolsa de energía nacional. No obstante, aunque este escenario es similar al escenario 2, el simular los precios spot de la bolsa de energía nacional sin las franjas de precios propuestas implica que la desviación estándar se incremente por lo tanto se puede considerar que los resultados de esta simulación presentan una mayor incertidumbre, por lo tanto un escenario poco recomendado a ser simulado para el agente generador, para lo cual sería más conveniente simular bajo el esquema de franjas para acotar el intervalo de la distribución de probabilidad y así disminuir su amplitud.

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo con el análisis de los resultados obtenidos en el modelo y considerando el desarrollo de este trabajo, se pueden realizar las siguientes conclusiones:

El generador debe considerar su nivel de aversión al riesgo con el fin de definir los niveles de utilidad marginal que puede llegar a obtener, asumiendo posiciones más activas en bolsa compensando el nivel de riesgo marginal que se asume en dichas posiciones.

El análisis de frontera eficiente que se propone en el presente trabajo puede utilizarse para determinar políticas de contratación óptimas considerando el nivel de aversión al riesgo del agente decisor. Sin embargo, en esta clase de procesos de optimización no es posible hablar de un óptimo global, ya que el nivel de aversión al riesgo del decisor es determinante en términos del nivel de rentabilidad que se puede obtener.

El modelo desarrollado reconoce las deficiencias que en materia de pronóstico de precios de energía se presentan con los modelos tradicionales. Los modelos tradicionales de pronóstico de precios en el caso de activos tan volátiles como la electricidad presentan un bajo nivel de confiabilidad en periodos como los que habitualmente se utilizan en la contratación bilateral de energía que pueden oscilar entre uno y tres años. Por este motivo, la valoración cuantitativa de los niveles de exposición al riesgo, medidos a través de técnicas como la simulación de Monte Carlo, constituyen un soporte adecuado en esta clase de procesos de toma de decisión.

La regularidad en la medición del riesgo a través de modelos y el control del mismo, hacen sistemática la gestión del riesgo. La exposición a pérdidas o ganancias del negocio puede ser localizada, la dispersión del beneficio y el riesgo, analizada y apropiadamente gestionada. Por lo tanto, la gestión de los riesgos es un factor clave para garantizar a los agentes de mercado el logro de sus objetivos y generación de valor.

La determinación del perfil de riesgo del generador es fundamental, dado que no siempre es suficiente obtener el valor esperado de la variable estocástica de beneficio que podría ser el mismo para dos estrategias diferentes pero en las cuales varía sustancialmente el perfil de riesgo asociado.

En los mercados del sector eléctrico, el agente, el comprador o vendedor asume al menos dos riesgos: el riesgo del precio y el riesgo del volumen representado en la cantidad de energía que puede ofrecer y/o demandar. La combinación de los dos anteriores riesgos hacen que las herramientas tradicionales orientadas a la solución de casos sencillos no sean eficientes al enfrentar este tipo de problemas; más aún si se tiene en cuenta que la relación de los riesgos anteriores con los procesos hidroclimáticos, la volatilidad de la bolsa de energía, que afectan tanto la oferta como la demanda de electricidad, además establecen fuertes y complejas estructuras de correlación entre las variables involucradas en el proceso. El proceso se complica, aún más, al considerar que las modalidades de negociación implican compromisos de compra/venta permanentes por múltiples periodos, lo que aumenta la magnitud de los riesgos asumidos.

En un proceso de toma de decisiones racional, se asume que el agente, comprador o vendedor, conoce la información correspondiente a las características probabilísticas del precio de la electricidad en el mercado libre - spot y con base en esta información determina sus curvas eficientes de demanda, o de oferta, a partir de las cuales establece el precio al cual está dispuesto a comprar, o a vender, una cantidad en el mercado de largo plazo. Las curvas eficientes se deben estimar de forma tal de optimizar su comportamiento con respecto a su función de utilidad que pondera el riesgo asumido y el beneficio de los ingresos/egresos esperados.

En los mercados del sector de energía eléctrica existen diferentes factores de riesgo, los cuales tornan compleja la modelación de las funciones de beneficio de los agentes participantes. Esta complejidad está en función del número de factores de riesgos a

considerar y por tanto es importante identificar y priorizarlos, de acuerdo a las características del problema. Dada las características de los agentes y sus particularidades para la modelación de la función de utilidad, se consideraron como factores de riesgo, el precio de la energía en bolsa y la producción de energía estimada que afectan directamente los costos operacionales de generación.

Mediante la aplicación del método de la simulación Monte Carlo -SMC, es posible realizar sensibilidades con las variables del modelo y en función de los cambios significativos en las estrategias del generador, obteniendo la curva de respuesta del valor esperado del beneficio, lo que permite precisar el factor de riesgo asociado a las decisiones estratégicas en los escenarios con incertidumbre.

Con los datos disponibles hasta la fecha se presenta un caso de aplicación donde la estimación de los precios de la energía de bolsa se simula de acuerdo con su comportamiento histórico, mediante franjas de precios definidas; esto tiene implicaciones en el modelo para la estimación en el largo plazo, adicionalmente es fundamental que se incorporen otras variables y condiciones regulatorias. No obstante el modelo desarrollado permite al agente del caso de estudio incorporar a su proceso de análisis un esquema de simulación de escenarios, aplicando teorías propias de los mercados financieros, como al igual la aplicación de teorías estadísticas.

La medición del riesgo realizada a través de la medida de riesgo valor en riesgo - VaR y valor en riesgo condicional - CVaR permite observar el beneficio medio máximo que tiene el generador en la gestión de venta de energía, no obstante el comportamiento de la alta volatilidad que presenta este activo, tiene implícita una incertidumbre compleja de modelar. La modelación de un portafolio para un agente generador del sector eléctrico, se toma compleja dada las características particulares del sector de energía, el gran número de contratos bilaterales que se pueden pactar entre generadores y comercializadores y los riesgos de cantidad evidenciados en el sector, entre otros. Adicionalmente el tratamiento de

esta clase de portafolios difiere en gran medida a los utilizados en el sector financiero, y su estructura depende particularmente de cada caso estudiado.

Las decisiones que debe tomar el agente generador al diversificar su portafolio se basan principalmente en cómo sean definidos los límites y precios de los contratos entre el comercializador y el agente. El primer punto a considerar es la capacidad de generación con que el agente puede cubrir la demanda de los comercializadores con cada uno de los contratos; y en segunda instancia se debe considerar el margen de utilidad que se puede obtener en cada contrato, el cual depende directamente del diferencial de precio entre cada uno.

El comportamiento de la volatilidad de los precios spot de la bolsa de energía nacional de Colombia, explica la iniciativa primordial de los agentes en cubrirse ante este riesgo mediante sus políticas comerciales como los contratos de tipo financiero y contratos a largo plazo donde se asegure un precio y evitar la exposición a la variabilidad de la cotización en bolsa; sin embargo la escases o los excedentes de los agentes que son cubiertos o demandados en la bolsa de energía representan su necesidad de acudir al mercado y exponerse al riesgo en los precios. Por lo tanto los agentes buscan reducir los niveles de incertidumbre frente a una gran cantidad de complejos riesgos; las opciones y contratos de futuros se pueden constituir en una poderosa herramienta para administrar dichos riesgos con una mayor flexibilidad; es importante anotar que mercados evolucionados han desarrollado estos instrumentos de cobertura en materia de cantidades y precios transados en un mercado de derivados de energía.

La volatilidad es una característica común en los mercados eléctricos; sumando a esto las restricciones técnicas del sistema, los aspectos regulatorios del mercado y la naturaleza climatológica de la región, hacen más compleja la medición del riesgo. Estos hechos crean la necesidad de identificar herramientas sofisticadas para la medición del riesgo que disminuyan el sesgo de los resultados.

La utilización de complejas funciones de riesgo en la modelación de portafolios, pueden representar tiempos computacionales elevados al momento de encontrar resultados óptimos globales. Por lo tanto debido a las restricciones computacionales y por la naturaleza no lineal del modelo, se obtuvieron tiempos de solución elevados y resultados no óptimos, dificultando el tratamiento y análisis de los resultados. Para la solución del modelo de portafolio se trabajó bajo el ambiente de Microsoft Excel junto con el software complemento @Risk, en la optimización del modelo se utilizó la herramienta de @Risk Optimizer.

Este trabajo contribuye a la definición de una metodología de valoración de riesgo para el agente del caso de estudio, mediante la simulación del valor presente de la utilidad operacional media en la cual se mide el riesgo de la gestión de venta de energía, considerando diversos escenarios del precio spot de energía eléctrica en un horizonte de tiempo dado. Los resultados de los escenarios reflejan que un factor determinante para la consistencia del modelo es el método que sea utilizado para simular el comportamiento futuro de los precios spot de la bolsa de energía nacional.

La aplicación de modelos como el presentado, si bien ayudan en la identificación de los riesgos asociados a un portafolio de un generador de energía eléctrica, es claro que existen supuestos que no deben omitirse al momento de la interpretación de los resultados. Los datos mostrados en este trabajo son orientados al análisis de tendencias en las posiciones de riesgo de un generador en el mercado mayorista, ayuda al administrador a orientar los esfuerzos en el cubrimiento de la incertidumbre del mercado.

La información presentada corresponde a los resultados de las transacciones históricas del mercado. Dadas las condiciones cambiantes del mercado, este tipo de análisis deben hacerse validando si los supuestos y tendencias históricas se mantienen en el tiempo. La revisión de la literatura existente relacionada con el tema de investigación fue fundamental para integrar componentes teóricos al presente trabajo, ya que estos estudios sirvieron de

referente conceptuales para la contextualización del problema y precisiones metodológicas para abordarlo.

Oportunidades futuras de investigación

A partir del desarrollo y resultados de este trabajo, se pueden sugerir las siguientes líneas futuras de investigación:

- Uno de los principales campos de investigación en mercados energéticos es el estudio de la serie de precios de energía, con el fin de comprender mejor los diferentes hitos históricos que explican sus fluctuaciones en el tiempo. Además de comprender el comportamiento de las series es necesario el desarrollo de modelos para pronosticar su evolución.
- Debido a que los límites de los contratos analizados en el modelo propuesto se establecen desde un principio como parámetros, se propone estudiar un modelo alterno donde se consideren dichos límites como variables de decisión, lo anterior brindaría al agente generador mayores alternativas de decisión, frente a la celebración de contratos bilaterales.
- Considerar otros factores de riesgo dentro del modelo de portafolio que afecten de forma directa el sistema de energía eléctrica en Colombia, como por ejemplo la demanda de agentes comercializadores, el riesgo operacional, entre otros.
- Considerar modelos para las distintas temporadas climáticas.
- Utilizar instrumentos financieros derivados para la composición del portafolio.

Utilizar otras técnicas de optimización de portafolio.

10. REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- Alonso, J. et. al. (2008). *Introducción al análisis de riesgo financiero*. Colección Discernir. Serie Ciencias Administrativas y Económicas, Universidad Icesi.
- Alonso, J. et. al. (2009). *Cálculo del Valor en Riesgo y Pérdida Esperada mediante R: Empleando modelos con volatilidad constante*. Apuntes de economía. Serie Ciencias Administrativas y Económicas, Universidad Icesi.
- Antolínez, E. et. al. (2010). *Análisis y valoración del riesgo de precio de energía eléctrica en Colombia*; p. 4.
- Arriagada, J. (2001). *Aplicación de instrumentos financieros en el sector eléctrico*. Santiago de Chile, Chile, 143 p. Tesis de Grado Magister. Pontificia Universidad Católica de Chile. Ciencias de la Ingeniería.
- Artzner, P. et al. (1999). *Coherent measures of risk*. En: *Mathematical Finance*. Vol. 9, No. 3; p. 203-228.
- Astudillo, C. et. al. (2010). *Análisis de las estrategias de cobertura de riesgo mediante el uso de instrumentos financieros derivados en el mercado mayorista de energía en Colombia*. Santiago de Cali, Colombia, p. 147; Tesis de Grado Ingeniería Industrial. Facultad de Ingeniería. Universidad del Valle
- Bahi, C. (2007) *Modelos de medición de la volatilidad en los mercados de valores*. Memoria presentada en la licenciatura de Economía, Universidad Nacional de Cuyo de Argentina.
- Balbás, R. (2007). *Valoración y cobertura con funciones generales de riesgo: aplicación a*

mercados energéticos derivados. Memoria presentada para obtener el Diploma de Estudios Avanzados. Universidad Complutense de Madrid, p. 90.

Barroso, L. A., & Conejo, A. J. (2006). *Decision making under uncertainty in electricity markets*. Paper presented at the Power Engineering Society General Meeting, IEEE.

Bhattacharya, M. et. al. (2008). *Conditional VaR using EVT - Towards a planned margin scheme*. En: International Review of Financial Analysis. Vol 17, No. 2; p. 382-395.

Billinton, R. et. al. (1992). *Reliability evaluation of engineering systems. Concepts and techniques*. 2ª edición. Plenum Press; P.405-409.

Botero, S. et. al. (2008). *Análisis de series de tiempo para la predicción de los precios de la energía en la bolsa de Colombia*. Santafé de Bogotá, Colombia.

Briceño, A. M. (2003). *Comercialización de Energía Eléctrica*. (pp. 27). Universidad Externado de Colombia; Memorias del observatorio de servicios públicos domiciliarios. Santafé de Bogotá, Colombia.

Christoffersen, P. (2003). *Elements of financial risk management*. San Diego: Elsevier Science.

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (1995a). *Resolución 024 de 1995*. Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación. Santafé de Bogotá, Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (1995b). *Estructura del sector eléctrico*. Santafé de Bogotá, Colombia.

- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2009). Resolución 012 de 2009. *Propuesta Regulatoria Para Modificar El esquema de oferta de precios, el despacho ideal y las reglas para determinar el precio de bolsa*. Santafé de Bogotá, Colombia.
- Compañía Expertos en Mercados, XM. (2010). El mercado mayorista y su administración. *Descripción del Sistema Interconectado Nacional* Junio 2011; Medellín, Colombia.
- Compañía Expertos en Mercados, XM. (2011). *Pre-registro, registro y despacho de contratos de energía a largo plazo*; Medellín, Colombia.
- Compañía Expertos en Merados, XM. (2011). Base de datos NEON; Medellín, Colombia.
- Conejo, A. J., Contreras, J., Espínola, R., & Plazas, M. A. (2002) Forecasting electricity prices for a day-ahead pool-based electric energy market. *International Journal of Forecasting*, 21(3); p. 435-462.
- Contreras, J., Espinola, R., Nogales, F. J., & Conejo, A. J. (2003). ARIMA models to predict next-day electricity prices. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 18(3); p. 1014-1020.
- Correa, R. D. (2010). *Aplicación de SimulAr al análisis de riesgos de Comercialización de energía en mercados de electricidad competitivos*. Tesis de Grado (Ingeniería eléctrica) Universidad del Valle.
- Denton, M. et al. (2003). *Managing market risk in energy*. En: IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 18, No. 2; p. 494-502.
- Derivex, X. (2010). Mercados Derivados de Commodities Energéticos, Caracterización del Mercado Eléctrico Colombiano.

- De Lara, A. (2002) *Medición y Control de Riesgos Financieros*. 2ª edición. México: Editorial Limusa.
- Díaz, J. (2011) *Comportamiento de generadores en subastas de electricidad en un mercado hidrotérmico: Una aproximación al caso colombiano*. Santafé de Bogotá, Colombia; Tesis de Grado Maestría en Ciencias Económicas. Universidad Nacional de Colombia.
- Dowd, K. (2002). *Measuring market risk*. Chichester: John Wiley & Sons Ltd.
- Engle, R.(2004). *Risk and volatility: econometric models and financial practice*. En: The American Economic Review. Vol. 94, No. 3; p. 405-420.
- Escribano, et. al. (2002). *Modeling electricity price: international evidence*. Working Paper, Departamento de Economía, Universidad Carlos III; p. 2-27.
- Espínola, R. (2004). *Predicción a corto plazo de los precios de la energía eléctrica*. Tesis Doctoral, Universidad de Castilla - La Mancha, Ciudad Real.
- Feria, J. M. et. al. (2007). Más allá del valor en riesgo (VeR): el VeR condicional. Vol. 16, N° 2, 61-70
- Franco, L. C. et. al. (2006). *El Valor en riesgo condicional CVaR como medida coherente de riesgo*. Ingeniería Universidad de Medellín, 4 No. 006, 43.
- Gabriel, S. A., Conejo, A. J., Plazas, M. A., & Balakrishnan, S. (2006). *Optimal price and quantity determination for retail electric power contracts*. Power Systems, IEEE Transactions on, 21(1), 180-187.

- Garp, Global Association of Risk Professionals, (2009). *Foundations of Energy Risk Management: an overview of the energy sector and its physical and financial markets*. An overview of the energy sector and its physical and financial markets. John Wiley & Sons, Inc.
- González, V. et al. (2010). *Modelación y cálculo de valor en riesgo de los precios diarios en bolsa de energía eléctrica en Colombia*, Working Paper
- Hernandez, O. et. al. (2005). Modelos ARIMA y estructural de la serie de precios promedio de los contratos en el mercado mayorista de energía eléctrica en Colombia.
- Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity*. John Wiley & Sons, Inc.
- Jaramillo, A. (2000) *La bolsa de energía a la luz de la teoría de juegos*. Medellín, Colombia; Tesis de Grado Maestría en Ciencias Económicas. Universidad Nacional de Colombia.
- Jorion, P. (2001). *Value at risk: the new benchmark for controlling market risk*. New York: McGraw-Hill.
- Jorion, P. (2007). *Value at risk: the new benchmark for managing financial risk*. 3 ed. New York: McGraw-Hill.
- Jun, X., Luh, P. B., Yaming, M., Ni, E., & Kasiviswanathan, K. (2004, 15-19 June 2004). *Power portfolio optimization in deregulated electricity markets with risk management*. Paper presented at the Intelligent Control and Automation, 2004. WCICA 2004. Fifth World Congress on.
- Kupiec, P. (1995). *Techniques for verifying the accuracy of risk measurement models*. The Journal of Derivatives, 3:73–84.

ISA. (1999). El sector eléctrico colombiano, orígenes, evolución y retos (pp. 106).

Markowitz, Harry M. Portfolio selection. En: Journal of Finance. Vol. 7 (1952); p. 77-91.

McNeil, A., et. al. (2005). *Quantitative Risk Management: Concepts, Techniques and Tools*. New Jersey: Princeton University Press, p.538.

McNeil, A., et. al. (2000). *Estimation of tail-related risk measures for heteroscedastic financial time series: an extreme value approach*. En: Journal of Empirical Finance. Vol. 7, No. 3-4; p. 271-300.

Melo, V., et. al. (2005). *Medidas de riesgo, características y técnicas de medición: una aplicación del VaR y el ES a la tasa interbancaria de Colombia*. Santafé de Bogotá: Banco de la República, 2005. p.75.

Melo, V., et. al. (2008). *Medidas de riesgo financiero: teoría y aplicaciones*. Borradores de Economía, Bogotá: Banco de la República Colombia, p.96.

Meziat, R. (2008). *Proyección de Precios de Bolsa en Mercados Eléctricos*. Presentación Universidad de los Andes, Santafé de Bogotá, Colombia.

Lehikoinen, K. (2007). *Extreme value theory in risk management for electricity market*. Department of Engineering Physics and Mathematics. Helsinki: Helsinki University of Technology, p. 28.

Liu, M. et. al. (2006). *Managing price risk in a multimarket environment*. En: IEE Transactions on Power Systems. Vol. 21, No. 4; p. 1512-1519.

Liu, M. et. al. (2007). *Portfolio optimization in electricity markets*. En: *Electric Power Systems Research*. Vol. 77, No. 8; p. 1000-1009.

- Liu, M. et. al. (2007). *Risk management in a competitive electricity market*. En: *Electrical Power and Energy Systems*. Vol. 29; p. 690-697.
- Liu, M. (2004). *Energy allocation with risk management in electricity markets*. The University of Hong Kong.
- Ordoñez, D. (2009). *Modelación de la volatilidad de los precios de la energía eléctrica en Colombia para el año 2007*. Universidad del Valle, Santiago de Cali, Colombia.
- Payan, L. et. al. (2009). *Gestión del riesgo financiero en el sector de la energía eléctrica en Colombia*. Universidad del Valle, Santiago de Cali. p.133; Trabajo de grado de Ingeniería Industrial. Universidad del Valle; Santiago de Cali, Colombia.
- Pilipovic, D. (2007). *Energy Risk: Valuing and managing energy derivatives*. In M. Hill (Ed.), *Energy Risk: Valuing and managing energy derivatives* (2 ed., pp. 10).
- Pineda, S., Conejo, A. J., & Carrión, M. (2010). Insuring unit failures in electricity markets. *Energy Economics*, 32(6), 1268-1276.
- Pollak, E. (1994) *Desarrollo de un mercado de opciones y futuros en el sector eléctrico Chileno*. Memoria de grado de Ingeniería Civil de Industrias con mención en Electricidad; Pontificia Universidad Católica de Chile; Santiago de Chile, Chile.
- Santa María, M. (2009). *El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores*; p. 59; Santafé de Bogotá: Fedesarrollo.
- Santiago, J. et. al. (2007). *Aplicación de las redes bayesianas para el análisis de sensibilidad de los precios de oferta en bolsa de los generadores en el mercado mayorista de energía eléctrica en Colombia*. Universidad Industrial de Santander.

- Sierra, J. et. al. (2008). *Perfiles de riesgo en portafolios de electricidad no estandarizados*. Mundo Eléctrico, 22, 108-113.
- Soto, M. et. al. (2005). *Evaluación de riesgos financieros en el mercado eléctrico colombiano*. Scientia et Technica, p.163.
- Taylor, J. et. al. (2008). *Estimating Value at Risk and Expected Shortfall Using Expectiles*. En: Journal of Financial Econometrics. Vol. 6; p. 231-252.
- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2004). *Una visión del mercado eléctrico colombiano*. Santafé de Bogotá, Colombia.
- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2010a). *Proyección de demanda de energía en Colombia*. Santafé de Bogotá, Colombia.
- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2010b). *Plan de expansión de referencia Generación – Transmisión 2010 - 2024*. Santafé de Bogotá, Colombia.
- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2012). *Informe mensual de evolución de variables de generación*. Santafé de Bogotá, Colombia.
- Valdes, J. et. al. (2009). *Modelación de los precios diarios de bolsa de energía eléctrica en Colombia mediante series de tiempo para evaluar el riesgo financiero*. Universidad del Valle.
- Velasquez, J. M. (2001). *Optimización de energía eléctrica a largo plazo*. Artículo.
- Wang, Z. et. al. (2010). *Estimating Portfolio Risk Using GARCH-EVT-Cópula Model: An Empirical Study on Exchange Rate Market*. En: Advances in Neural Network Research and Applications. Vol. 67.; p. 65-72.

- Weber, C. (2009). *Uncertainty in the electric power industry, methods and models for decision support*. Springer's; International Series.
- Weron, R. (2006). *Modeling and forecasting Electricity loads and prices, a statistical approach*. 1^a Ed. Editorial. Jhon Wiley & Sons.
- Weron, R. et. al. (2005). *Forecasting Spot Electricity Prices with Time Series Models, International Conference*. "The European Electricity Market EEM-05, mayo 10-12, Lodz (Polonia): 133-141.
- Wu, Y.-K. (2008, 20-24 July 2008). *Risk assessment of trading price mechanisms in competitive electricity markets*. Paper presented at the Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE.
- Yau, S., Kwon, R. H., Scott Rogers, J., & Wu, D. (2011). Financial and operational decisions in the electricity sector: Contract portfolio optimization with the conditional value-at-risk criterion. *International Journal of Production Economics*, 134(1), p.77.

11. APÉNDICE

11.1 Datos de salida

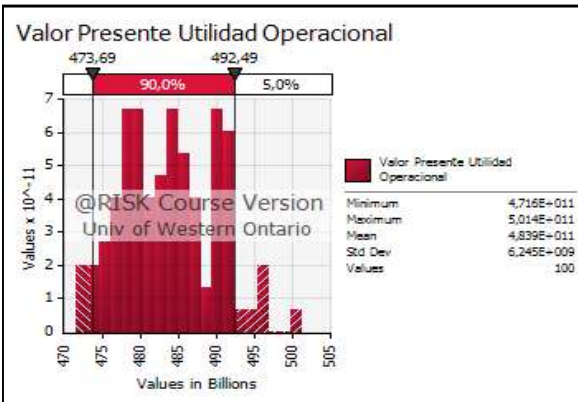
Resultados escenario 1

Participación de portafolio: Contratos 70% Spot 30%

@RISK Output Report for Valor Presente Utilidad Operacional

Performed By: monik

Date: jueves, 17 de mayo de 2012 08:36:16 p.m.

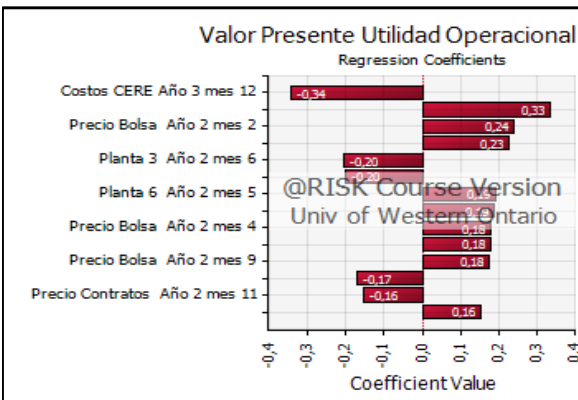
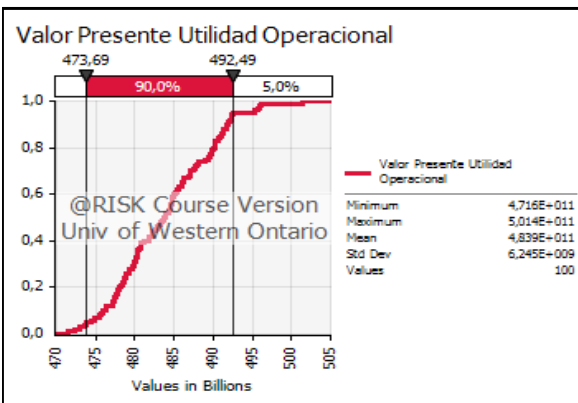


Simulation Summary Information

Workbook Name	Modelo_Valoracion_Ries
Number of Simulations	1
Number of Iterations	100
Number of Inputs	432
Number of Outputs	4
Sampling Type	Latin Hypercube
Simulation Start Time	5/17/12 20:19:00
Simulation Duration	00:01:39
Random # Generator	Mersenne Twister
Random Seed	1219319720

Summary Statistics for Valor Presente Utilidad Op

Statistics		Percentile
Minimum	471.552	5% 473.693
Maximum	501.382	10% 475.872
Mean	483.861	15% 477.349
Std Dev	6.245	20% 478.105
Variance	3,90025E+19	25% 478.799
Skewness	0,2426385	30% 479.829
Kurtosis	2,504953134	35% 480.294
Median	483.609	40% 481.217
Mode	480.297	45% 482.731
Left X	473.693	50% 483.609
Left P	5%	55% 484.598
Right X	492.486	60% 484.976
Right P	95%	65% 486.120
Diff X	18.793	70% 487.044
Diff P	90%	75% 488.911
#Errors	0	80% 490.135
Filter Min	Off	85% 490.793
Filter Max	Off	90% 491.697
#Filtered	0	95% 492.486



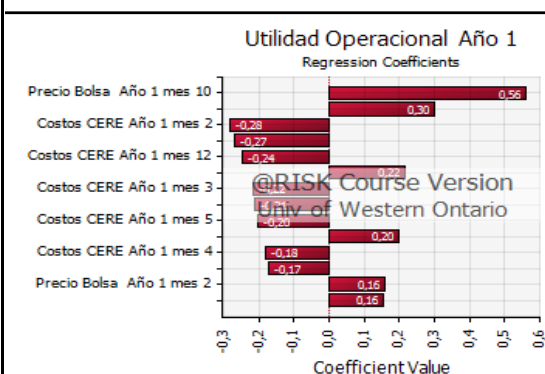
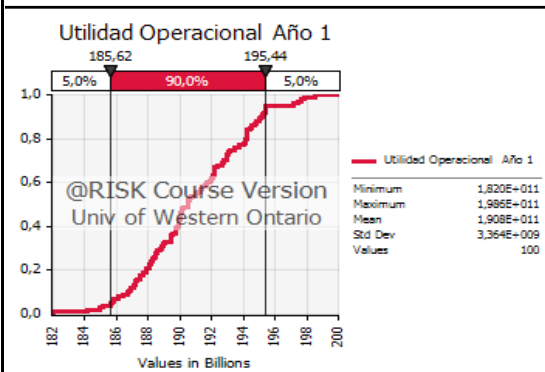
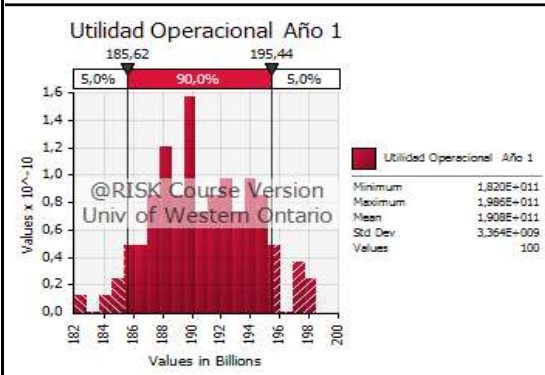
Regression and Rank Information for Valor Preser

Rank	Name	Regr	Corr
1	Costos CERE Año	-0,343	-0,260
2	Precio Bolsa Año	0,334	0,305
3	Precio Bolsa Año	0,240	0,147
4	Precio Bolsa Año	0,229	0,321
5	Planta 3 Año 2 m	-0,204	-0,257
6	Planta 7 Año 2 m	-0,202	-0,199
7	Planta 6 Año 2 m	0,192	0,204
8	Precio Contratos	0,189	0,285
9	Precio Bolsa Año	0,181	0,143
10	Planta 9 Año 1 m	0,180	0,231
11	Precio Bolsa Año	0,177	0,179
12	Costos CERE Año	-0,170	-0,277
13	Precio Contratos	-0,156	-0,153
14	Planta 7 Año 1 m	0,156	0,251

@RISK Output Report for Utilidad Operacional Año 1

Performed By: monik

Date: jueves, 17 de mayo de 2012 08:36:12 p.m.



Simulation Summary Information

Workbook Name	Modelo_Valoracion_Ries
Number of Simulations	1
Number of Iterations	100
Number of Inputs	432
Number of Outputs	4
Sampling Type	Latin Hypercube
Simulation Start Time	5/17/12 20:19:00
Simulation Duration	00:01:39
Random # Generator	Mersenne Twister
Random Seed	1219319720

Summary Statistics for Utilidad Operacional Año 1

Statistics	Percentile
Minimum	5% 185.620
Maximum	10% 186.738
Mean	15% 187.166
Std Dev	20% 187.843
Variance	25% 188.258
Skewness	30% 188.752
Kurtosis	35% 189.399
Median	40% 189.813
Mode	45% 190.001
Left X	50% 190.477
Left P	55% 190.957
Right X	60% 191.677
Right P	65% 192.168
Diff X	70% 192.713
Diff P	75% 193.109
#Errors	80% 194.177
Filter Min	85% 194.452
Filter Max	90% 195.100
#Filtered	95% 195.439

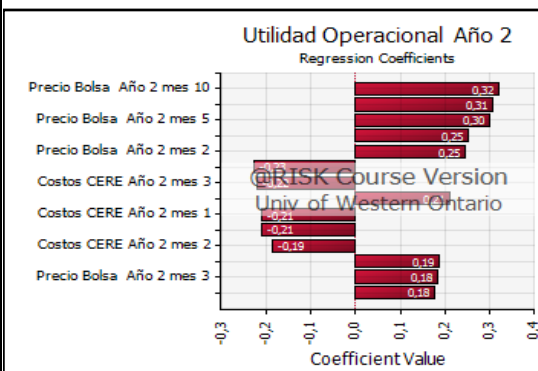
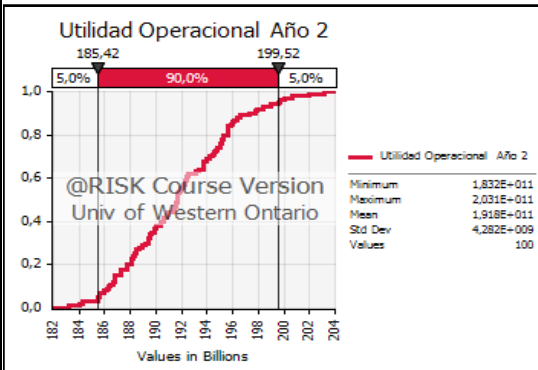
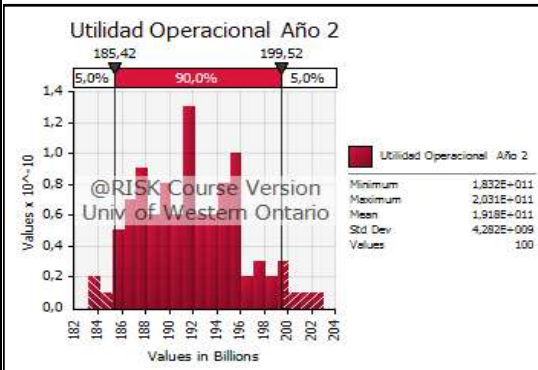
Regression and Rank Information for Utilidad Operacional

Rank	Name	Regr	Corr
1	Precio Bolsa Año 1 mes 10	0,559	0,373
2	Precio Bolsa Año 1 mes 5	0,300	0,141
3	Costos CERE Año 1 mes 2	-0,284	-0,239
4	Costos CERE Año 1 mes 11	-0,268	-0,155
5	Costos CERE Año 1 mes 12	-0,245	-0,130
6	Precio Bolsa Año 1 mes 3	0,218	0,071
7	Costos CERE Año 1 mes 3	-0,215	-0,265
8	Costos CERE Año 1 mes 10	-0,213	-0,263
9	Costos CERE Año 1 mes 5	-0,203	-0,190
10	Precio Bolsa Año 1 mes 11	0,199	0,221
11	Costos CERE Año 1 mes 4	-0,181	-0,265
12	Costos CERE Año 1 mes 7	-0,172	-0,187
13	Precio Bolsa Año 1 mes 2	0,159	0,100
14	Precio Bolsa Año 1 mes 1	0,156	0,142

@RISK Output Report for Utilidad Operacional Año 2

Performed By: monik

Date: jueves, 17 de mayo de 2012 08:36:13 p.m.



Simulation Summary Information

Workbook Name	Modelo_Valoracion_Ries
Number of Simulations	1
Number of Iterations	100
Number of Inputs	432
Number of Outputs	4
Sampling Type	Latin Hypercube
Simulation Start Time	5/17/12 20:19:00
Simulation Duration	00:01:39
Random # Generator	Mersenne Twister
Random Seed	1219319720

Summary Statistics for Utilidad Operacional Año 2

Statistics	Percentile
Minimum	5% 185.423
Maximum	10% 186.254
Mean	15% 186.840
Std Dev	20% 187.778
Variance	25% 188.326
Skewness	30% 189.137
Kurtosis	35% 189.662
Median	40% 190.400
Mode	45% 191.315
Left X	50% 191.681
Left P	55% 191.931
Right X	60% 192.403
Right P	65% 193.664
Diff X	70% 194.240
Diff P	75% 195.064
#Errors	80% 195.322
Filter Min	85% 195.884
Filter Max	90% 197.330
#Filtered	95% 199.522

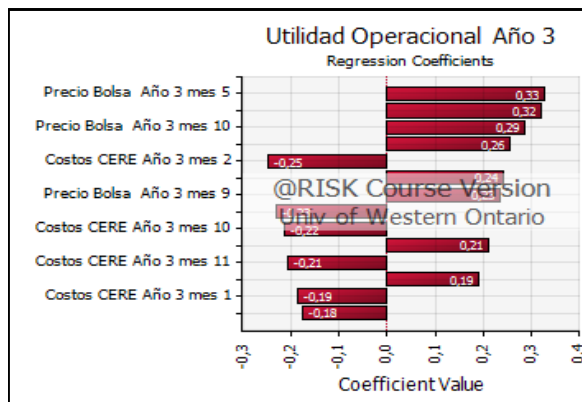
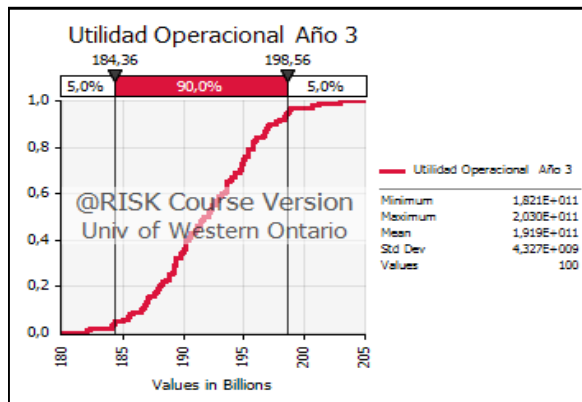
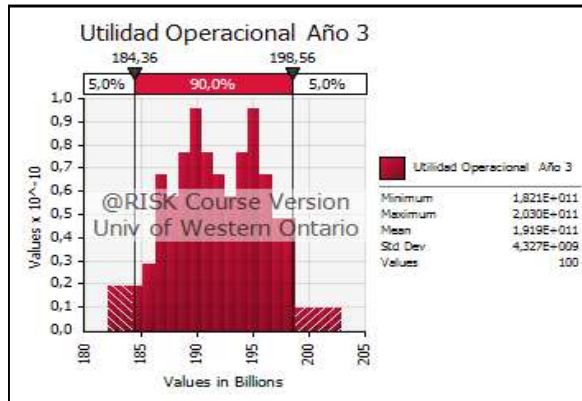
Regression and Rank Information for Utilidad Operacional

Rank	Name	Regr	Corr
1	Precio Bolsa Año 2 mes 10	0,321	0,370
2	Precio Bolsa Año 2 mes 12	0,309	0,282
3	Precio Bolsa Año 2 mes 5	0,299	0,292
4	Precio Bolsa Año 2 mes 9	0,253	0,193
5	Precio Bolsa Año 2 mes 2	0,246	0,109
6	Costos CERE Año 2 mes 11	-0,229	-0,335
7	Costos CERE Año 2 mes 3	-0,221	-0,332
8	Precio Bolsa Año 2 mes 11	0,212	0,236
9	Costos CERE Año 2 mes 1	-0,210	-0,115
10	Costos CERE Año 2 mes 10	-0,209	-0,116
11	Costos CERE Año 2 mes 2	-0,188	-0,045
12	Precio Bolsa Año 2 mes 1	0,188	0,441
13	Precio Bolsa Año 2 mes 3	0,185	0,316
14	Precio Bolsa Año 2 mes 6	0,178	0,137

@RISK Output Report for Utilidad Operacional Año 3

Performed By: monik

Date: jueves, 17 de mayo de 2012 08:36:14 p.m.



Simulation Summary Information

Workbook Name	Modelo_Valoracion_Ries
Number of Simulations	1
Number of Iterations	100
Number of Inputs	432
Number of Outputs	4
Sampling Type	Latin Hypercube
Simulation Start Time	5/17/12 20:19:00
Simulation Duration	00:01:39
Random # Generator	Mersenne Twister
Random Seed	1219319720

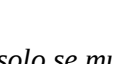
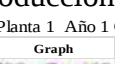
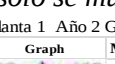
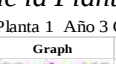
Summary Statistics for Utilidad Operacional Año 3

Statistics	Percentile
Minimum	5% 184.365
Maximum	10% 186.507
Mean	15% 187.086
Std Dev	20% 188.065
Variance	25% 188.882
Skewness	30% 189.328
Kurtosis	35% 189.881
Median	40% 190.234
Mode	45% 191.085
Left X	50% 191.728
Left P	55% 192.424
Right X	60% 193.232
Right P	65% 193.625
Diff X	70% 194.648
Diff P	75% 195.007
#Errors	80% 195.727
Filter Min	85% 196.509
Filter Max	90% 197.117
#Filtered	95% 198.565

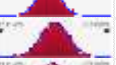
Regression and Rank Information for Utilidad Op

Rank	Name	Regr	Corr
1	Precio Bolsa Año 3	0,329	0,170
2	Precio Bolsa Año 3	0,321	0,131
3	Precio Bolsa Año 3	0,286	0,446
4	Precio Bolsa Año 3	0,256	0,213
5	Costos CERE Año 3	-0,249	-0,225
6	Precio Bolsa Año 3	0,243	0,185
7	Precio Bolsa Año 3	0,235	0,205
8	Costos CERE Año 3	-0,232	-0,232
9	Costos CERE Año 3	-0,215	-0,407
10	Precio Bolsa Año 3	0,211	0,251
11	Costos CERE Año 3	-0,208	-0,147
12	Precio Bolsa Año 3	0,192	0,242
13	Costos CERE Año 3	-0,186	-0,128
14	Costos CERE Año 3	-0,175	-0,346

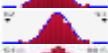
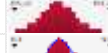
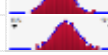
Precios de bolsa simulados en franja de precios medios

Precio Bolsa Año 1 \$/kWh							Precio Bolsa Año 2 \$/kWh							Precio Bolsa Año 3 \$/kWh						
Mes	Graph	Min	Mean	Max	5%	95%	Mes	Graph	Min	Mean	Max	5%	95%	Mes	Graph	Min	Mean	Max	5%	95%
1		71	84	96	74	92	1		62	85	106	68	101	1		63	85	107	68	101
2		75	90	106	77	102	2		74	95	119	78	113	2		73	95	119	78	113
3		74	87	104	76	99	3		72	89	113	75	106	3		73	89	115	75	107
4		70	81	92	72	88	4		70	84	101	73	95	4		69	84	100	73	96
5		63	82	111	66	103	5		58	84	120	63	110	5		59	84	119	63	110
6		56	67	79	58	76	6		55	70	89	58	84	6		54	70	89	58	83
7		59	69	80	61	77	7		56	71	90	59	85	7		56	71	89	59	85
8		67	78	89	69	85	8		56	78	98	62	92	8		58	78	99	62	93
9		66	86	110	70	103	9		65	90	123	70	113	9		66	90	125	70	114
10		74	105	155	78	142	10		63	92	128	70	119	10		64	92	129	69	119
11		65	78	99	67	93	11		61	81	109	65	100	11		61	81	108	64	101
12		65	75	87	67	84	12		56	75	98	60	91	12		56	75	98	60	91

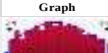
Producción de energía simulada (solo se muestran los resultados de la Planta 1)

Planta 1 Año 1 GWh							Planta 1 Año 2 GWh							Planta 1 Año 3 GWh						
Mes	Graph	Min	Mean	Max	5%	95%	Mes	Graph	Min	Mean	Max	5%	95%	Mes	Graph	Min	Mean	Max	5%	95%
1		152	160	168	154	164	1		151	160	167	154	165	1		152	160	167	154	165
2		114	124	132	119	128	2		117	124	132	119	128	2		116	124	130	119	128
3		133	141	147	136	145	3		133	141	148	136	145	3		134	141	148	136	145
4		161	170	178	165	175	4		162	170	178	165	175	4		163	170	178	165	175
5		166	179	188	174	185	5		169	179	187	174	185	5		172	180	193	174	185
6		143	151	162	146	156	6		141	151	159	145	156	6		141	151	159	146	156
7		115	124	131	119	128	7		115	124	131	118	129	7		116	124	131	118	128
8		99	107	114	102	112	8		100	107	115	103	112	8		100	107	115	102	112
9		109	116	125	112	121	9		109	116	123	111	121	9		109	116	124	112	121
10		176	184	193	179	189	10		177	184	191	179	189	10		176	184	191	179	189
11		201	208	215	203	213	11		200	208	215	203	213	11		199	208	216	203	213
12		187	197	205	192	202	12		190	197	205	192	202	12		190	197	205	192	202

Precios de Energía en Contratos simulados \$kWh

Precio Contratos Año 1							Precio Contratos Año 2							Precio Contratos Año 3						
Mes	Graph	Min	Mean	Max	5%	95%	Mes	Graph	Min	Mean	Max	5%	95%	Mes	Graph	Min	Mean	Max	5%	95%
1		85	86	88	85	87	1		85	86	88	85	87	1		85	86	88	85	87
2		85	87	90	86	89	2		85	87	90	86	89	2		85	87	90	86	89
3		84	88	92	85	90	3		84	88	92	85	90	3		84	88	92	85	90
4		84	88	92	86	90	4		84	88	91	86	90	4		84	88	91	86	90
5		84	86	88	85	87	5		84	86	88	85	87	5		84	86	88	85	87
6		83	86	88	84	87	6		83	86	88	84	87	6		84	86	88	84	87
7		83	86	88	84	87	7		84	86	87	84	87	7		83	86	88	84	87
8		84	86	88	85	87	8		84	86	87	85	87	8		84	86	88	85	87
9		85	87	88	86	87	9		85	87	88	86	87	9		85	87	88	86	87
10		85	87	88	86	88	10		85	87	88	86	88	10		85	87	89	86	88
11		85	87	90	85	88	11		85	87	89	85	88	11		85	87	90	85	88
12		87	90	92	88	92	12		87	90	93	88	92	12		87	90	93	88	92

Costos CERE simulados \$kWh

Costos CERE Año 1							Costos CERE Año 2							Costos CERE Año 3						
Mes	Graph	Min	Mean	Max	5%	95%	Mes	Graph	Min	Mean	Max	5%	95%	Mes	Graph	Min	Mean	Max	5%	95%
1		24	29	34	25	33	1		25	29	34	25	33	1		24	29	34	25	33
2		26	31	36	26	35	2		26	31	36	26	35	2		26	31	36	26	35
3		24	29	36	25	34	3		24	29	36	25	34	3		24	29	36	25	34
4		25	29	33	26	32	4		25	29	33	26	32	4		25	29	33	26	32
5		25	28	31	25	31	5		25	28	32	25	31	5		25	28	32	25	31
6		25	29	32	26	32	6		25	29	32	26	32	6		25	29	32	26	32
7		24	27	31	25	30	7		24	27	31	25	30	7		24	27	31	25	30
8		24	27	30	24	30	8		24	27	30	24	30	8		24	27	30	24	30
9		24	28	31	24	31	9		24	28	31	24	31	9		24	28	31	24	31
10		23	27	33	23	32	10		23	27	33	23	32	10		22	27	33	23	32
11		24	28	33	24	32	11		24	28	33	24	32	11		24	28	33	24	32
12		24	28	32	25	31	12		24	28	32	25	31	12		24	28	32	25	31