

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO  
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA**



**PROPUESTA PARA LA GESTIÓN DE LA EXPOSICIÓN AL RIESGO DE  
MERCADO DEL SECTOR MAYORISTA DE ELECTRICIDAD DE GUATEMALA  
POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS  
DERIVADOS DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**

**INGENIERO ELECTRICISTA MELFIN ADÁN DE LEÓN CASTRILLO**

**GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2020**

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO  
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA**



**PROPUESTA PARA LA GESTIÓN DE LA EXPOSICIÓN AL RIESGO DE  
MERCADO DEL SECTOR MAYORISTA DE ELECTRICIDAD DE GUATEMALA  
POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS  
DERIVADOS DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.**

Informe final de tesis para la obtención del Grado de Maestro en Ciencias, con base en el “Instructivo de Tesis para Optar al Grado Académico de Maestro en Ciencias” aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ciencias Económicas, en la resolución contenida en el Numeral 7.8, Punto Séptimo del Acta 26-2015 del 15 de octubre de 2015 y ratificado por el Consejo Directivo del Sistema de Estudios de Postgrado de la Universidad de San Carlos de Guatemala, según Punto 4.2, subincisos 4.2.1 y 4.2.2 del Acta 14-2018 del 14 de agosto de 2018.

**AUTOR: INGENIERO MELFIN ADÁN DE LEÓN CASTRILLO**

**ASESOR: MAESTRO LIC. HERMAN FEDERICO PETERSEN FERNÁNDEZ**

**GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2020**

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS**  
**HONORABLE JUNTA DIRECTIVA**

Decano: Lic. Luis Antonio Suárez Roldán

Secretario: Lic. Carlos Roberto Cabrera Morales

Vocal Primer: Lic. Carlos Alberto Hernández Gálvez

Vocal Segundo: Dr. Byron Giovanni Mejía Victorio

Vocal Tercero: Vacante

Vocal Cuarto: Br. Silvia María Oviedo Zacarías

Vocal Quinto: P.C. Omar Oswaldo García Matzyu

**JURADO EXAMINADOR QUE PRACTICÓ EL EXAMEN PRIVADO DE TESIS**  
**SEGÚN EL ACTA CORRESPONDIENTE**

Presidente: MSc. Carlos Enrique Calderón Monroy

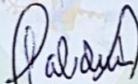
Secretario: MSc. César Augusto Ramírez Castellanos

Vocal I: MSc. Armando Melgar Retolaza

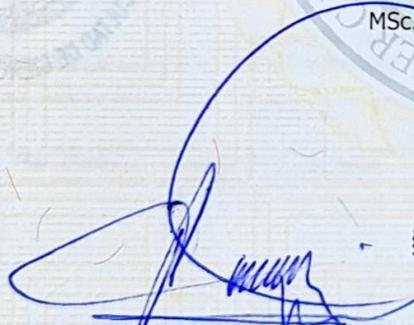
**ACTA No. AF-JN-36-2021****ACTA/EP No. 04170**

De acuerdo al estado de emergencia nacional decretado por el Gobierno de la República de Guatemala y a las resoluciones del Consejo Superior Universitario, que obligaron a la suspensión de actividades académicas y administrativas presenciales en el campus central de la Universidad, ante tal situación la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ciencias Económicas, debió incorporar tecnología virtual para atender la demanda de necesidades del sector estudiantil, en esta oportunidad nos reunimos de forma virtual los infrascritos miembros del Jurado Examinador, el **18 de Junio de 2,021**, a las **16:00** horas para practicar el **EXAMEN GENERAL DE TESIS** del Ingeniero Electricista **Melfin Adán de León Castrillo**, carné No. **100017630**, estudiante de la Maestría en Administración Financiera de la Escuela de Estudios de Postgrado, como requisito para optar al grado de Maestro en Ciencias en Administración Financiera. El examen se realizó de acuerdo con el Instructivo de Tesis, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ciencias Económicas, el 15 de octubre de 2015, según Numeral 7.8 Punto SÉPTIMO del Acta No. 26-2015 y ratificado por el Consejo Directivo del Sistema de Estudios de Postgrado -SEP- de la Universidad de San Carlos de Guatemala, según Punto 4.2, subincisos 4.2.1 y 4.2.2 del Acta 14-2018 de fecha 14 de agosto de 2018.----- Cada examinador evaluó de manera oral los elementos técnico-formales y de contenido científico profesional del informe final presentado por el sustentante, denominado **"PROPUESTA PARA LA GESTIÓN DE LA EXPOSICIÓN AL RIESGO DE MERCADO DEL SECTOR MAYORISTA DE ELECTRICIDAD DE GUATEMALA POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA"**, dejando constancia de lo actuado en las hojas de factores de evaluación proporcionadas por la Escuela. El examen fue **APROBADO** con una nota promedio de **74** puntos, obtenida de las calificaciones asignadas por cada integrante del jurado examinador. El Tribunal hace las siguientes recomendaciones: Que el sustentante incorpore las enmiendas señaladas dentro de los 45 días calendario.

En fe de lo cual firmamos la presente acta en la Ciudad de Guatemala, a los 18 días del mes de Junio del año dos mil veintiuno.



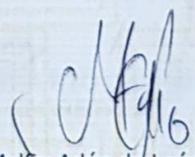
MSc. Carlos Enrique Calderón Monroy  
Presidente



MSc. César Augusto Ramírez Castellanos  
Secretario



MSc. Armando Melgar Retolaza  
Vocal



Ing. Melfin Adán de León Castrillo  
Postulante

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE  
CIENCIAS ECONÓMICAS  
Edificio "s-8"  
Ciudad Universitaria, Zona 12  
Guatemala, Centroamérica

J.D-TG. No. 917-2021  
Guatemala, 27 de octubre del 2021

Estudiante  
Melfin Adán de León Castrillo  
Facultad de Ciencias Económicas  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estudiante:

Para su conocimiento y efectos le transcribo el Punto Quinto, inciso 5.1, subinciso 5.1.1 del Acta 26-2021, de la sesión celebrada por Junta Directiva el 25 de octubre de 2021, que en su parte conducente dice:

**"QUINTO: ASUNTOS ESTUDIANTILES**

**5.1 Graduaciones**

**5.1.1 Elaboración y Examen de Tesis y/o Trabajo Profesional de Graduación**

Se tienen a la vista las providencias de las Escuelas de Contaduría Pública y Auditoría, Economía, Administración de Empresas y Estudios de Postgrado; en las que se informa que los estudiantes que se indican a continuación, aprobaron el Examen de Tesis y/o Trabajo Profesional de Graduación, por lo que se trasladan las Actas de los Jurados Examinadores y los expedientes académicos.

Junta Directiva acuerda: 1°. Aprobar las Actas de los Jurados Examinadores. 2°. Autorizar la impresión de tesis, Trabajos Profesionales de Graduación y la graduación a los estudiantes siguientes:

**ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO**

Solicitudes de Impresión 2021, Maestrías en Ciencias, plan normal  
**Maestría en Administración Financiera**

...	Nombre	Registro Académico	Título de Tesis
Ref. 55-2021	<u>Melfin Adán de León Castrillo</u>	<u>100017630</u>	PROPUESTA PARA LA GESTIÓN DE LA EXPOSICIÓN AL RIESGO DE MERCADO DEL SECTOR MAYORISTA DE ELECTRICIDAD DE GUATEMALA POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

...

3°. Manifestar a los estudiantes que se les fija un plazo de seis meses para su graduación".

"ID Y ENSEÑAD A TODOS"

LIC. CARLOS ROBERTO CABRERA MORALES  
SECRETARIO



M.CH

## **AGRADECIMIENTOS**

- A Dios:** Por regalarme tantas bendiciones en mi vida y no desampararme en ningún momento.
- A mi esposa:** Karen Lucrecia; por ser mi inspiración, por darme su amor incondicional, por apoyarme para lograr mis metas y llenar mi vida de felicidad.
- A mis hijos:** Adán Josué y Sofía Yissel; por su amor, que me impulsa a alcanzar mis objetivos y por llenar de felicidad mi vida.
- A mi madre:** Marta Julia Castrillo Marroquín; en agradecimiento por darme la vida, por su amor, sus ejemplos y cuidados durante toda la vida.
- A mi familia:** Mis hermanos, mis cuñadas, cuñado, mis sobrinos y a mis suegros, por su cariño y apoyo.
- Al Maestro:** Hermann Petersen, por su valiosa contribución en el desarrollo de este trabajo.
- A:** La Universidad de San Carlos de Guatemala, por brindarme la oportunidad de superarme profesionalmente.

## CONTENIDO

RESUMEN .....	i
INTRODUCCIÓN .....	iii
1. ANTECEDENTES .....	1
1.1 Sistema eléctrico nacional.....	1
1.2 El Sector Mayorista de electricidad .....	2
1.3 Componentes mercado del eléctrico de Guatemala.....	3
1.4 Antecedentes de la gestión del riesgo de mercado con instrumentos derivados .....	5
2. MARCO TEÓRICO.....	9
2.1 El Mercado de Mayorista de electricidad.....	10
2.1.1 El sistema eléctrico.....	11
2.1.1.1 El sistema eléctrico de potencia.....	11
2.1.1.2 La demanda de energía eléctrica.....	11
2.1.1.3 La generación de energía eléctrica como oferta .....	12
2.1.2 Marco jurídico que regula el Sector Mayorista de electricidad .....	14
2.1.2.1 Objetivos de la regulación del mercado eléctrico.....	15
2.1.2.2 Los agentes del mercado de electricidad.....	15
2.1.3 El Sector Mayorista de electricidad de Guatemala .....	16
2.2 Transacciones financieras del Sector Mayorista .....	17

2.2.1	Unidades de medidas eléctricas.....	18
2.2.2	Medidas del precio de energía .....	18
2.2.3	Operaciones de compra y venta dentro del Sector Mayorista .....	18
2.2.3.1	Mercado de oportunidad de la energía eléctrica o mercado spot .....	19
2.2.3.2	Mercado a término .....	21
2.2.3.3	Otras transacciones que ocurren dentro del Sector Mayorista .....	22
2.2.3.4	Balance de transacciones de energía eléctrica.....	23
2.2.4	Mecanismos de transacción del Sector Mayorista.....	26
2.3	Gestión del riesgo.....	30
2.3.1	El rendimiento, la probabilidad y el riesgo .....	30
2.3.1.1	El rendimiento .....	31
2.3.1.2	La probabilidad .....	32
2.3.1.3	El riesgo .....	32
2.3.2	Riesgo de crédito, de liquidez, operacional y legal.....	33
2.3.3	Riesgo de mercado .....	34
2.3.4	La gestión de los riesgos financieros.....	36
2.3.5	Aversión y la exposición al riesgo.....	36
2.3.6	La Volatilidad.....	37
2.3.6.1	Volatilidad en el mercado de electricidad.....	38

2.3.6.2	Fluctuación del precio de energía eléctrica.....	39
2.4	Métodos estadísticos para la medición del riesgo .....	41
2.4.1	Desviación estándar .....	41
2.4.2	Distribuciones de frecuencias y de probabilidades .....	42
2.4.3	Tipos de distribuciones de probabilidad .....	45
2.4.4	Pruebas de bondad de ajuste.....	47
2.4.4.1	Prueba Kolmogórov-Smirnov .....	47
2.4.5	Covarianza .....	48
2.4.6	Coefficiente de correlación .....	48
2.4.7	Desviación estándar como medida del riesgo .....	49
2.4.8	Coefficiente beta.....	50
2.4.8.1	Coefficiente beta de un portafolio o cartera .....	51
2.4.9	Procesos estocásticos.....	52
2.5	Herramientas de cuantificación de riesgo o volatilidad de mercado .....	53
2.5.1	Metodología valor en riesgo VaR .....	53
2.5.1.1	Requerimientos del VaR .....	56
2.5.1.2	Horizonte de tiempo.....	56
2.5.1.3	Nivel de confianza $\alpha$ .....	57
2.5.1.4	Cálculos del VaR .....	57

2.5.2	VaR aplicado a un mercado eléctrico .....	58
2.5.3	Método analítico de varianza-covarianza o delta-normal .....	59
2.5.3.1	Matriz de correlación.....	59
2.5.3.2	Matriz de varianza-covarianza .....	60
2.5.4	Simulación histórica.....	61
2.5.5	Análisis de regresión .....	62
2.5.6	Series de tiempo para medir el riesgo .....	62
2.5.6.1	Modelos Autorregresivos Integrados de Medias Móviles ARIMA.....	63
2.6	Instrumentos financieros derivados .....	63
2.6.1	Instrumentos tipo contratos forward .....	65
2.6.2	La cámara de compensación y los márgenes de compensación .....	68
2.6.3	Instrumentos tipo futuro .....	69
2.6.3.1	Fijación de precios del contrato de futuros.....	70
2.6.3.2	Riesgo de contraparte.....	72
2.6.3.3	La base de instrumentos futuros.....	74
2.6.4	Instrumentos tipo opciones.....	75
2.6.4.1	Opción a compra, call option.....	76
2.6.4.2	Opción a venta, put option .....	78
2.6.5	Otros instrumentos financieros derivados .....	80

2.6.6	Gestión del riesgo de Sector Mayorista por medio de instrumentos financieros derivados del precio de la energía eléctrica.....	81
2.6.6.1	Cobertura de riesgos .....	82
2.6.6.2	Modelo de mercados de commodities energéticos de referencia .....	83
2.7	Herramientas computacionales .....	84
2.7.1	Simulación de situaciones de riesgo e incertidumbre.....	85
2.7.2	Módulo de complemento de Excel Simulador de Riesgo .....	86
3.	METODOLOGÍA.....	87
3.1	Definición del problema .....	87
3.2	Objetivos .....	88
3.2.1	Objetivo general .....	88
3.2.2	Objetivos específicos.....	89
3.3	Hipótesis.....	89
3.3.1	Especificación de variables .....	89
3.4	Diseño de investigación.....	90
3.5	Método científico .....	91
3.5.1	Universo y muestra.....	92
3.6	Técnicas de investigación aplicadas .....	94
3.6.1	Técnicas de investigación documental .....	95

3.6.2	Técnicas de investigación de campo.....	95
3.7	Recuento lógico de la elaboración de la investigación .....	96
4.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS SOBRE EL ANÁLISIS DE LA EXPOSICIÓN AL RIESGO DE MERCADO DEL SECTOR MAYORISTA DE ELECTRICIDAD Y LA GESTIÓN CON INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS.....	99
4.1	Análisis de precios históricos del Sector Mayorista de electricidad .....	100
4.1.1	Análisis estadístico de los datos del precio spot.....	104
4.1.2	Determinación de las rentabilidades logarítmicas del precio spot .....	110
4.2	Volatilidad del precio spot y cálculo del VaR .....	114
4.2.1	Determinación del VaR del precio spot de la serie de datos históricos de los años 2014 al 2018 .....	115
4.2.2	Pronóstico del precio de la energía del año 2019 y su VaR .....	119
4.3	Determinación de la exposición al riesgo de mercado de los participantes del Sector Mayorista del año 2018 .....	136
4.4	Implementación de instrumentos financieros derivados de energía eléctrica dentro del Sector Mayorista de electricidad .....	148
4.4.1	Aplicación de los instrumentos contratos forward en el sector mayorista..	150
4.4.2	Aplicación de los instrumentos tipo futuros en el sector mayorista.....	153
4.4.3	Aplicación de los instrumentos tipo opciones en el sector mayorista .....	166
4.4.3.1	Operación financiera de opciones tipo call.....	167

4.4.3.2	Operación financiera de opciones tipo put.....	170
4.4.3.3	Operaciones financieras con ambos tipos de opciones .....	174
4.5	Discusión de resultados sobre la determinación del riesgo de mercado y sobre la implementación de instrumentos financieros derivados de energía eléctrica .....	177
4.5.1	Discusión de resultados para la determinación del riesgo de mercado.....	177
4.5.2	Propuesta de aplicación de los instrumentos derivados en el Sector Mayorista de electricidad.....	180
	CONCLUSIONES.....	183
	RECOMENDACIONES .....	185
	BIBLIOGRAFÍA .....	187
	ANEXOS .....	193
	ANEXO 1. Tabla acumulada de distribución normal .....	193
	ÍNDICE DE FIGURAS .....	195
	ÍNDICE DE TABLAS .....	199

## RESUMEN

La exposición al riesgo de mercado del sector mayorista de electricidad en Guatemala es el tema que se consideró para ser analizado y evaluado. Primeramente, se elaboró el proceso de reconocimiento del riesgo del precio de la energía eléctrica, considerado como activo subyacente, por medio del nivel de volatilidad de una serie de datos históricos, utilizando la metodología VaR (por sus siglas en inglés, value at risk); determinando el nivel de pérdidas económicas máximas para un período de años específico.

Seguidamente, se determinaron los niveles de riesgo de las fuerzas del mercado, calculados por medio de los coeficientes beta para los participantes oferentes y demandantes de energía eléctrica del año 2018. Se construyeron, además, los pronósticos de precios de la energía eléctrica del mercado de oportunidad del año 2019 con la finalidad de determinar los posibles VaR a los que se enfrentarían los agentes del mercado. Esto se realizó adaptando el comportamiento de los precios sobre ciertos instrumentos financieros derivados como medio para la gestión del riesgo del mercado del sector mayorista de electricidad de Guatemala.

El problema se planteó a través del siguiente cuestionamiento: ¿cuál es el resultado del desarrollo de propuestas de implementación de instrumentos financieros derivados dentro del Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala como medio para gestionar la exposición al riesgo de mercado de este sector? Se plantea este cuestionamiento utilizando la herramienta del VaR para conocer la máxima pérdida esperada del año 2019, con los niveles de riesgo determinados por la situación histórica. Con esto, se modelaron los instrumentos tipo forwards, opciones y futuros para la gestión y mitigación del riesgo de mercado.

La metodología utilizada para el desarrollo de la investigación fue el planteamiento de un objetivo general y tres objetivos específicos, planteando además una hipótesis que comprendió una variable independiente y varias variables dependientes.

Adicionalmente, se utilizó el método científico en sus tres fases, así como también la investigación documental.

Para realizar los cálculos del VaR se realizaron observaciones de los datos de precios de oportunidad históricos, para un período de 60 meses (de los años 2014 a 2018), con los que también se pronosticaron los posibles precios y pérdidas del siguiente año. Se generó el análisis de los montos de la venta y compra de energía eléctrica Mercado Mayorista de los generadores y consumidores del año 2018 para obtener los coeficientes beta. Por último, se consideraron los datos históricos del año 2019 para determinar y concluir la aplicación de instrumentos derivados.

Los resultados de la investigación indican que el riesgo estimado de mercado para la serie de precios históricos fue de 21.42% con base a la rentabilidad de precios históricos del mercado de oportunidad y considerando un nivel de confianza del 95%. Para un pronóstico de precios del mercado de oportunidad para el año 2019, se pudo considerar que el riesgo sería de 11.31% y las pérdidas anuales máximas esperadas para un agente del mercado se estimarían en US\$287,157.47. Este resultado demuestra que la exposición al riesgo que representa el sector mayorista es alta debido a la volatilidad indicada de los precios del mercado de oportunidad.

De esa cuenta, en la medición del riesgo sistémico, los oferentes tendrían un coeficiente beta de 0.3430 y los demandantes con coeficiente beta de 0.9636, implicando que el riesgo para los agentes oferentes es mucho menor que el de los demandantes. Al motivar la utilización de instrumentos derivados como contratos forward, contratos futuros y opciones dentro del mercado de oportunidad, se pudo determinar que solamente los instrumentos financieros derivados tipo futuros podrían mitigar por completo el riesgo de mercado, logrando así aminorar los niveles de pérdida económica logrando así gestionar correctamente el riesgo de mercado del sector Mayorista de Electricidad.

## INTRODUCCIÓN

El sector mayorista de electricidad de Guatemala está conformado por los denominados agentes del mercado energético, siendo estos los generadores, los transportistas, los distribuidores, los comercializadores y los grandes usuarios de energía eléctrica. Estos agentes elaboran transacciones económicas dentro de un mercado regulado y supervisado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Las actividades operativas del sistema eléctrico están a cargo del Administrador del Mercado Mayorista quien elabora los procesos de despacho de la energía eléctrica (definida como el commodity o el activo principal en análisis) y ejecuta los recuentos de las transacciones económicas elaboradas dentro los mercados de oportunidad, mercado a término y de otras actividades comerciales que realiza el sector mayorista.

Ésta investigación plantea la problemática del riesgo de mercado de los agentes participantes del sector mayorista de electricidad en Guatemala. El estudio considera a la energía eléctrica como el principal y único activo del análisis, denominándose como el activo subyacente por ser el objeto de los contratos financieros analizados. Se desarrolla primeramente la estimación de los valores del riesgo de mercado al que están expuestos los participantes del sector mayorista, por medio de las técnicas paramétricas de la desviación estándar del precio de oportunidad de la energía. Además, utilizando técnicas no paramétricas, como la prueba de Kolmogórov-Smirnov, se determinaron los ajustes de las distribuciones de probabilidad de los precios, considerando series de registros históricos de valores del mercado de oportunidad de los años 2014 al 2018.

Seguidamente, se pronostican los precios de oportunidad de la energía y las pérdidas económicas máximas para el año 2019 por medio de la técnica del valor en riesgo (VaR), con la finalidad de obtener la pérdida máxima esperada. Con la determinación de los valores de riesgo y de las pérdidas máximas se procede a

determinar los modelos de implementación de instrumentos derivados del activo subyacente del precio de la energía eléctrica cuya finalidad es la de gestionar la exposición al riesgo de mercado de los agentes generadores y de los agentes consumidores de energía eléctrica.

Los instrumentos derivados analizados son los contratos forwards, futuros y opciones, para los cuales se logró evaluar la mitigación de los niveles de riesgo del precio de la energía eléctrica, tanto de los oferentes como de los consumidores del activo. Cabe resaltar que, si bien el activo subyacente de tales instrumentos es la energía eléctrica, no hay que descuidar el hecho que los recursos para generarla están muy relacionados con los cambios de precios de los combustibles que afecten directamente el valor del producto final (como ejemplo el precio del petróleo y derivados, carbón mineral, gas, entre otros), pero el análisis del impacto de estos queda fuera del alcance del presente estudio.

Para desarrollar los análisis de las propuestas de gestión de la exposición al riesgo de mercado por medio de la implementación de instrumentos derivados de energía eléctrica dentro del sector mayorista de electricidad, se desarrolló el presente trabajo de investigación metodológico, el cual consiste en cuatro capítulos. El capítulo uno, los Antecedentes, contiene en términos generales la gestión del sistema eléctrico guatemalteco, las transacciones que elabora el Mercado Mayorista y los procesos de implementación derivados de energía eléctrica en países que ya cuentan este tipo de mercado, denominado de derivados.

En el capítulo dos se presenta el marco teórico de la investigación en el que se incluyeron las definiciones de conceptos eléctricos y sus principales parámetros. Conceptos como la medición de riesgo, técnicas estadísticas paramétricas y no paramétricas, las técnicas de análisis económico y financiero de gestión riesgo de mercado, así como la teoría fundamental para desarrollar los productos financieros derivados como los contratos forward, los contratos futuros y opciones, dentro de transacciones de energía eléctrica.

El capítulo tres incluye los objetivos de la investigación, tanto el general como los específicos, relacionados con la propuesta de solución al problema definido. El objetivo general es la determinación de propuestas de implementación de instrumentos financieros derivados dentro del sector mayorista de electricidad como medio para gestionar la exposición al riesgo de mercado. Los objetivos específicos son: establecer la exposición al riesgo de mercado del sector mayorista de electricidad, evaluar los resultados de la implementación de instrumentos financieros derivados sobre las transacciones que elaboran los agentes de un sistema eléctrico y demostrar que la implementación de instrumentos derivados de energía eléctrica dentro del Mercado Mayorista de electricidad puede gestionar la exposición del riesgo del mercado.

El capítulo cuatro contiene el desarrollo de resultados para la obtención del nivel de riesgo de mercado con una base histórica de cinco años, los pronósticos de rentabilidades del precio de oportunidad para el año siguiente, las referencias de los coeficientes beta para las dos fuerzas del mercado, así como el cálculo de las mayores pérdidas esperadas por medio del método del Valor en Riesgo (VaR). Con esto se busca la gestión de los riesgos determinados por medio de la implementación de modelos de instrumentos derivados como contratos forward, contratos futuros y opciones. La investigación finaliza con la presentación de las conclusiones y recomendaciones obtenidas por el estudio realizado.

## **1. ANTECEDENTES**

Los Antecedentes, constituyen el origen del trabajo de investigación. Exponen el marco referencial teórico y empírico de la investigación relacionada con la implementación de instrumentos financieros derivados como medios de gestión de la exposición del riesgo de mercado del sector mayorista de Guatemala.

### **1.1 Sistema eléctrico nacional**

En la República de Guatemala el sector energético lo conforman los subsectores de minería e hidrocarburos y el de energía eléctrica, los cuales están adscritos al Ministerio de Energía y Minas (MEM), según el artículo 34 de la Ley del Organismo Ejecutivo (Decreto 114-97, 1997). El MEM es el responsable de la formulación y coordinación de las políticas, programas indicativos de los subsectores y elaboración de planes de Estado, además de velar por el correcto cumplimiento de las leyes y reglamentos respecto a sus funciones y atribuciones, tal y como se indica en el artículo 17 del Reglamento Orgánico Interno del MEM (Acuerdo Gubernativo 382-2006, 2006).

El subsector eléctrico está regulado por medio de la Ley General de Electricidad y su Reglamento el cual vela por el suministro de energía eléctrica en condiciones óptimas de seguridad, calidad y precio (Decreto 93-96, 1996). Dentro de la Política Energética del MEM se encuentra la base fundamental del desarrollo del subsector eléctrico la cual define los objetivos que deberán considerarse en la realización de toda acción institucional, regulatoria o evolutiva del mercado y sistema eléctrico; ya sea ésta pública o privada, con la finalidad de fortalecerlo (Acuerdo Gubernativo 382-2006, 2006).

Las leyes que rigen al sistema eléctrico nacional están conformadas por la Ley General de Electricidad LGE (Decreto 93-96, 1996), por el Reglamento de la Ley General de Electricidad RLGE (Acuerdo Gubernativo 256-97, 1997), por el

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista RAMM (Acuerdo Gubernativo 299-98, 1998), además de las normativas y resoluciones emitidas tanto por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE, como ente regulador del sistema eléctrico nacional, así como por el Administrador del Mercado Mayorista AMM, como ente encargado de velar por la continuidad y seguridad del suministro de energía eléctrica del país, de una manera eficiente, económica e independiente.

El sistema eléctrico lo conforma la infraestructura física que permite cumplir con el suministro final de energía eléctrica, compuesta por el sistema de generación de energía eléctrica, denominado productor u oferente; el sistema de transmisión de energía eléctrica, compuesto por las líneas de transporte y las subestaciones de potencia, que conforman los medios de transferencia de la energía eléctrica desde el productor hacia los distribuidores o grandes consumidores. Además, el sistema de distribución de energía eléctrica está conformado por las líneas y subestaciones distribuidoras que son las partes demandantes o consumidoras de energía eléctrica (Acuerdo Gubernativo 382-2006, 2006).

## **1.2 El Sector Mayorista de electricidad**

El sistema eléctrico nacional basa la separación de sus mercados en el establecimiento del límite de potencia que puedan consumir primariamente sus usuarios según el artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad RLGE (Acuerdo Gubernativo 256-97, 1997), a modo que todo consumidor de energía cuya potencia demandada excede 100 kW, o el límite inferior fijado por el MEM en el futuro, se denominará Gran Usuario. Este agente no estará sujeto a regulación de precios y las condiciones de su suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro agente suministrador; consecuentemente las tarifas de los consumidores con potencia demandada igual o inferior a cien kilovatios kW, o el límite inferior que en el futuro establezca el Ministerio, serán fijadas y reguladas por la CNEE (Acuerdo Gubernativo 256-97, 1997), denominándose a estos consumidores como usuarios regulados. En el presente trabajo de investigación, los

términos Mercado Mayorista de electricidad y el sector mayorista de electricidad representarán el mismo concepto.

Entonces, para satisfacer las necesidades de los grandes usuarios se da vida al sector denominado Mercado Mayorista (llamado en el presente trabajo como Sector Mayorista), el cual se define como el conjunto de operaciones de compra-venta de bloques de potencia y energía, que se efectúan a corto y a largo plazo entre los agentes del mercado eléctrico, como se describe en el artículo 6 de La Ley General de Electricidad (Decreto 93-96, 1996). Estos agentes del mercado eléctrico, según el Artículo 39 del Reglamento del Mercado Mayorista y sus reformas, son los Agentes del Mercado Mayorista, conformados por los generadores, distribuidores, transportistas, importadores, exportadores, así como los comercializadores de energía eléctrica.

### **1.3 Componentes mercado del eléctrico de Guatemala**

Según cifras del Ministerio de Energía y Minas MEM, los agentes generadores del Mercado Mayorista tenían una capacidad de potencia de 4,073.6MW para el año 2018, donde el 87.09% era de propiedad privada (AMM, 2020). En la **Tabla 1** se muestran los datos generales del Mercado Mayorista del año 2014 al 2018, rango de años que se utilizaron para los análisis de riesgo de mercado histórico. De esa cuenta, la oferta de energía eléctrica para el año 2018 fue de 12,522.39 GWh y en ese año el mercado contaba con 14 agentes transportistas, 52 comercializadores de energía, 4 distribuidores, 14 empresas municipales y 1,092 grandes usuarios, quienes buscan la mejora en los precios de la energía por medio de contratos de prestación de servicio. Además, las transacciones del Mercado Mayorista se basan en contratos a término, contratos de oportunidad tipo spot y en el mercado de desvíos de potencia o de excedentes, según el reglamento del AMM; siendo el mercado de oportunidad, el objeto de análisis del presente trabajo de investigación (Acuerdo Gubernativo 299-98, 1998).

**Tabla 1***Datos generales del Sector Mayorista de Guatemala 2014 al 2018*

<b>Datos Generales</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Energía consumida localmente total	8,915.16	9,398.17	9,832.70	10,018.41	10,374.97
Energía exportada total	1,206.85	1,087.22	1,334.80	1,857.76	2,500.38
Energía importada total	708.2	584.79	746.92	891.38	825.73
Energía producida dentro del Sistema Nacional Interconectado SNI	9,782.26	10,301.87	10,877.91	11,489.90	12,522.39
Consumo de Energía (GWh)	10,122.01	10,485.38	11,167.50	11,876.17	12,875.35
Consumo Propio de Transportistas (GWh)	5.21	5.32	7.19	8.02	7.15
Consumo Propio Generadores (GWh)	33.08	62.99	66.94	94.52	68.7
Demanda Máxima de Potencia en el SNI (MW)	1,635.90	1,672.05	1,701.60	1,749.50	1,762.50
Energía Transada en el Mercado a Término, Participantes Consumidores (GWh)	8,223.29	8,983.60	9,864.62	9,823.75	11,811.91
Energía Transada en el Mercado de Oportunidad, Participantes Consumidores (GWh)	1,898.72	1,501.78	1,303.26	2,052.42	1,536.21
Factor de Carga Anual del SNI	0.68	0.71	0.7	0.73	0.7
Número de Grandes Usuarios	870	898	915	1,063	1,092
Número de Usuarios del Servicio de Distribución Final	2,687,322	2,777,974	2,820,698	3,088,936	3,224,223
Precio Promedio Unitario Peaje Principal - US\$ / kW mes	2.57	2.65	2.9	2.86	2.89
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Transmisión - US\$ / kW mes	0.46	0.4	0.39	0.43	0.45
Producción de Energía (GWh)	10,490.46	10,886.67	11,624.82	12,381.28	13,348.12
Promedio del Precio del Desvío Positivo - US\$ / KW mes	1.82	2.27	0.78	0.38	0.42
Promedio del Precio Spot de la energía - US\$/MWH	103.61	71.08	51.76	51.38	62.46

*Nota:* Esta tabla muestra los principales parámetros del Sector Mayorista. Elaboración propia con información obtenida del sitio web del AMM (AMM, 2020).

#### **1.4 Antecedentes de la gestión del riesgo de mercado con instrumentos derivados**

Los instrumentos financieros derivados son denominados de esta manera debido a que sus valores se derivan de un activo subyacente, tales como una acción, una moneda u otro activo financiero. Estos instrumentos forman “herramientas poderosas que se utilizan en los negocios de hoy para dos objetivos administrativos muy distintos: especulación y cobertura”, como lo afirman Eiteman, Stonehill y Moffett en la obra *Las Finanzas en las Empresas Multinacionales* (2011, pág. 93), siendo el activo subyacente la esencia que se desea transar en un mercado regulado.

Con la creciente regulación de los mercados de energías alrededor del mundo, se van adaptando los distintos conceptos financieros dentro los sectores económicos en los que se desarrollan. Además, con el crecimiento de la competencia y de la búsqueda de mejoras en precios de varios de los activos energéticos que son insumos para la electricidad (como el petróleo, derivados del petróleo o el gas natural), estos incrementan naturalmente la volatilidad del precio de la energía eléctrica, en virtud que las tarifas de la electricidad están basadas sobre los productores que tienen menores costos de operación y mínimos incrementos marginales, según indican Brunet y Shafe en la obra “*Beyond Enron: Regulation in Energy Derivatives Trading*” (Brunet & Shafe, 2007).

En el mercado de energía eléctrica la volatilidad del precio introdujo nuevos riesgos para los generadores, los grandes usuarios y para los comercializadores. Esto se debe a que los generadores venderán su energía en el mercado spot, el cual es potencialmente volátil, corriendo el riesgo de si el precio spot será lo suficientemente alto para cubrir sus costos de generación. Además, los usuarios podrían sufrir

pérdidas al contar con un contrato a término, en caso el precio spot disminuyera. Por otro lado, estos podrían enfrentar riesgos si compran en el mercado spot, debido a la variabilidad de los precios diarios u horarios, generando incertidumbre que afectaría su posición financiera a largo plazo. Los comercializadores podrían cubrirse vendiendo energía con contratos fijos, pero si se abastecían en horarios pico del mercado spot enfrentarían al igual el riesgo de la volatilidad del precio de la energía eléctrica cuando estos superaran los precios fijos de sus contratos (Stoft, Belden, Goldman, & Pickle, 1998).

Según la teoría indicada por Stoft et al., la Bolsa Mercantil de Nueva York (NYMEX) introdujo futuros de electricidad el 29 de marzo de 1996, pero algunos contratos derivados fracasaron debido a la falta de interés de los participantes. El derivado denominado futuros de electricidad fue de los más fuertes, ya que los primeros 20 meses desde la introducción de NYMEX, tenía un crecimiento medio de 2,500 contratos por día, con un total de más de 113,000 contratos negociados desde enero a agosto de 1997, muy por encima de los 45,000 contratos comercializados en todo 1996.

A pesar del crecimiento mostrado en la utilización de este instrumento derivado de electricidad, no era notorio y su mercado siguió siendo pequeño en comparación con el comercio de futuros en otros energéticos, como por ejemplo los futuros de gas natural, los cuales fueron lanzados en el año de 1990 y se convirtieron en los contratos de más rápido crecimiento en la historia de NYMEX con más de nueve millones de contratos negociados en el año de 1996, superados solo por los contratos de petróleo crudo. Sin embargo, estos no fueron los únicos instrumentos que se crearon para gestionar el riesgo del precio de la electricidad ya que el NYMEX también implementó los contratos de opciones de electricidad, que se introdujo en abril de 1996 (Stoft, Belden, Goldman, & Pickle, 1998).

A nivel internacional otros países con mercados de energía eléctrica desarrollados han podido implementar los modelos de derivados de electricidad, siendo por

ejemplo el mercado Nord Pool, integrado por los países Noruega, Suecia, Finlandia, Dinamarca y Estonia, conocidos como países nórdicos; con la introducción del mercado de contratos forward en 1993 con coberturas semanales, mensuales y trimestrales, así como los contratos por diferencias de precios.

En Latinoamérica, Colombia modificó su legislación energética en el período 2004-2008, cuyo mercado regulado era similar al de Guatemala. Esa modificación creó la Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia, adscrita a la Bolsa de Valores Colombiana, con la finalidad de implementar los instrumentos derivados de energías, creando en el año 2010 a DERIVEX, S.A. Este ente funge como administrador del Mercado de Derivados Estandarizados de Commodities Energéticos cuyos activos subyacentes son la energía eléctrica, el gas natural y otros commodities energéticos (considerando que un commodity es el activo o el bien que puede comprarse o venderse en un mercado económico). Para el año 2011, esta institución elaboró un total de 158,000 operaciones con contratos de distintos tipos de instrumentos derivados en su primer año de vida (DERIVEX, S.A., 2011) dentro del mercado de corto plazo, denominado bolsa de energía.

El mercado de derivados de Colombia gestiona contratos estandarizados, los cuales tienen características homogéneas previamente definidas en cuanto al tamaño, fecha de vencimiento, al método de liquidación y al precio de liquidación a su vencimiento.

El precio con el que se liquida al vencimiento cada contrato es el precio en el mercado de derivados llamado bolsa de energía. Este se obtiene como el precio promedio diario del respectivo mes de liquidación expresado en \$/kWh y el cual es publicado por el administrador del Mercado de Energía Mayorista y operador del Sistema en Colombia. De esa cuenta, todos los agentes y usuarios dentro de la Bolsa de Energía pueden protegerse ante la variación constante del precio de la energía y la incertidumbre del valor de la cotización para la fecha que deben recibir o realizar el pago por medio de estas estrategias de protección, llamadas cobertura.

Las coberturas para la mitigación del riesgo de mercado que maneja DERIVEX se ejecutan a través de instrumentos futuros, los cuales otorgan alternativas para gestionar el riesgo de los commodities energéticos (DERIVEX, S.A., 2011). Estos son los conceptos que se utilizan como antecedentes para el presente trabajo de investigación.

## 2. MARCO TEÓRICO

Este capítulo presenta las principales teorías científicas que constituyen la base conceptual para la comprensión y propuesta de solución al problema de la gestión de la exposición al riesgo de mercado del sector mayorista de electricidad de Guatemala.

Según Daniel Kirschen y Goran Strbac, en la obra *Fundamentals of Power System Economics* (Kirschen & Strbac, 2004), indican que el desarrollo de los mercados de electricidad a nivel mundial se basa en la premisa de que la energía eléctrica puede tratarse como una mercancía, siendo esta la teoría principal que define a la energía eléctrica como el activo en análisis). Sin embargo, existen diferencias importantes entre la energía eléctrica y otros productos básicos denominados commodities, tales como el trigo, los barriles de petróleo o el oro. Estas diferencias tienen un profundo efecto en la organización y las reglas de los mercados de electricidad, siendo la diferencia principalmente que la energía eléctrica es un producto indisoluble y no almacenable unido a un sistema físico, el cual funciona mucho más rápido que cualquier mercado de commodities, cuya generalidad fundamental radica en aumentar la productividad de otros sistemas económicos.

En este sistema de energía física, la oferta y la demanda (implicando a los generadores y consumidores de energía eléctrica) deben equilibrarse segundo a segundo. De no mantenerse este equilibrio, el sistema se derrumba con consecuencias catastróficas. Tal desglose es intolerable porque no solo el sistema comercial deja de funcionar sino también toda una región o país que puede estar sin electricidad durante muchas horas. Restaurar un sistema de energía a la operación normal luego de un colapso completo es un proceso muy complejo que puede tomar muchas horas hasta en países industrializados. Las consecuencias sociales y económicas de un apagón en todo el sistema de energía eléctrico son tan graves que ningún gobierno (u operador de mercado) estaría de acuerdo con la implementación de un mecanismo de mercado que aumente significativamente la

probabilidad de tal evento, según explican los autores Kirschen & Strbac, se definen como (2004).

Por lo tanto, equilibrar la oferta y la demanda de energía eléctrica a corto plazo es un proceso que simplemente no puede dejarse en manos de una entidad relativamente lenta y que no rinde cuentas, como un mercado. A corto plazo, este equilibrio debe mantenerse, prácticamente a cualquier costo, a través de un mecanismo que no depende de un mercado para seleccionar y despachar recursos. (Kirschen, D.; Strbac., 2004).

## **2.1 El Mercado de Mayorista de electricidad**

El Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala (denominado también como Sector Mayorista en el presente trabajo de investigación) es el lugar al cual acuden las organizaciones que se dedican a las actividades eléctricas para elaborar operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía eléctrica que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado (Decreto 93-96, 1996). Además, la Ley General de Electricidad de Guatemala en su artículo 44 define que dentro de este sector se elaboran las actividades operativas de coordinación de la operación de centrales generadoras de energía, gestión de las interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre los distintos agentes.

Además, dentro del mercado se establecen precios de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados. Entonces, esta es una de las principales actividades para garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica de forma oportuna (Decreto 93-96, 1996).

### **2.1.1 El sistema eléctrico**

La infraestructura en donde se da el intercambio de energía eléctrica se llama sistema eléctrico, siendo este un conjunto de elementos que tiene como fin generar energía eléctrica, transformar la energía para poder ser transmitida, transportarla hacia los centros de consumo, distribuirla y llevarla hasta los consumidores, de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible. A este conjunto de actividades operacionales se denomina sistema eléctrico de potencia, según Grainger y Stevenson en la obra *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia* (Grainger & Stevenson, 2001).

#### **2.1.1.1 El sistema eléctrico de potencia**

Grainger y Stevenson (2001) indican que el sistema eléctrico de potencia consta de plantas generadoras que producen la energía eléctrica consumida por las cargas o consumidores. El sistema consta además de redes de transmisión y redes de distribución para transportar esa energía de las plantas hasta los puntos de distribución y consumo. Esto implica contar con el equipo eléctrico adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas y establecidas por las normativas de cada país.

#### **2.1.1.2 La demanda de energía eléctrica**

La demanda de energía eléctrica obedece a los requerimientos de los consumidores, estos requerimientos se denominan cargas. Estas cargas son los distintos tipos de consumidores que se conectan a las redes eléctricas, siendo estos por ejemplo ciudades, regiones, zonas o países; teniendo hábitos de consumo variables lo largo del día, según lo indica Enríquez Harper en la obra *Elementos de Centrales Eléctricas II* (Harper, 1995).

### 2.1.1.3 La generación de energía eléctrica como oferta

Según el Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala AMM, la generación de energía eléctrica es la oferta de electricidad, la cual debe seguir a las curvas pronosticadas del consumo de la de demanda, partiendo de generadores base. Estos son agentes que no pueden detener sus sistemas por el tipo de tecnología utilizada como los generadores a base de carbón (AMM, 2020). A medida que aumenta la potencia demandada, el sistema de generación debe incrementar la potencia que suministra. Esto conlleva el tener que iniciar la generación con unidades adicionales, ubicadas en la misma central de generación o en centrales reservadas para estos períodos, siendo esta la determinante para la diferenciación entre los distintos tipos de generadores.

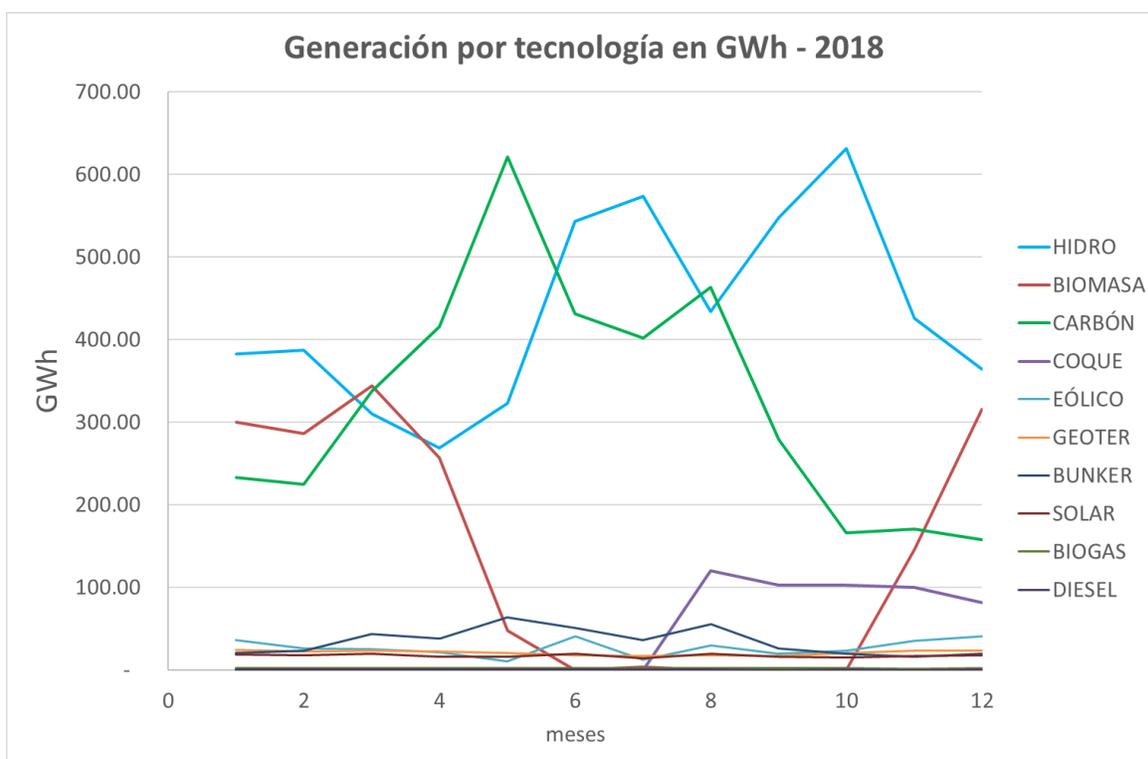
Según los datos estadísticos del AMM de Guatemala (AMM, 2020), la base de generación es de tecnología vapor y carbón, seguido por biomasa, turbinas de gas, geotérmica, fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica y se finaliza en horarios de mucha demanda con las tecnologías de combustible fósil y de biogás. La definición y operación de estas tecnologías de generación de energía eléctrica no están dentro del alcance del presente trabajo de investigación, pero se mencionan debido a que la utilización de estas afectará directamente al precio del activo subyacente en análisis.

De tal modo, en la **Figura 1** se muestran las curvas de la generación de la energía eléctrica para el año 2018. En estas, se aprecia que durante los 12 meses del año la generación por hidroeléctrica tiene una curva predominante en el perfil energético, considerando el valle en los meses de la época seca o verano y punta en época de lluvia. De magnitud alterna se muestra la línea de la generación por carbón, considerada en el mercado como de turbinas de vapor, el cual suple energía en el valle de la hidroeléctrica y merma su participación en la época de lluvia. Otra tecnología interesante es la biomasa, debido a que tiene una marcada curva de producción en la época de producción azucarera, llamada de tecnología de

generación por biomasa o de cogeneración, producida en los últimos dos meses del año y en los cuatro meses del siguiente año.

### Figura 1

*Generación de energía eléctrica por tecnología en el año 2018*



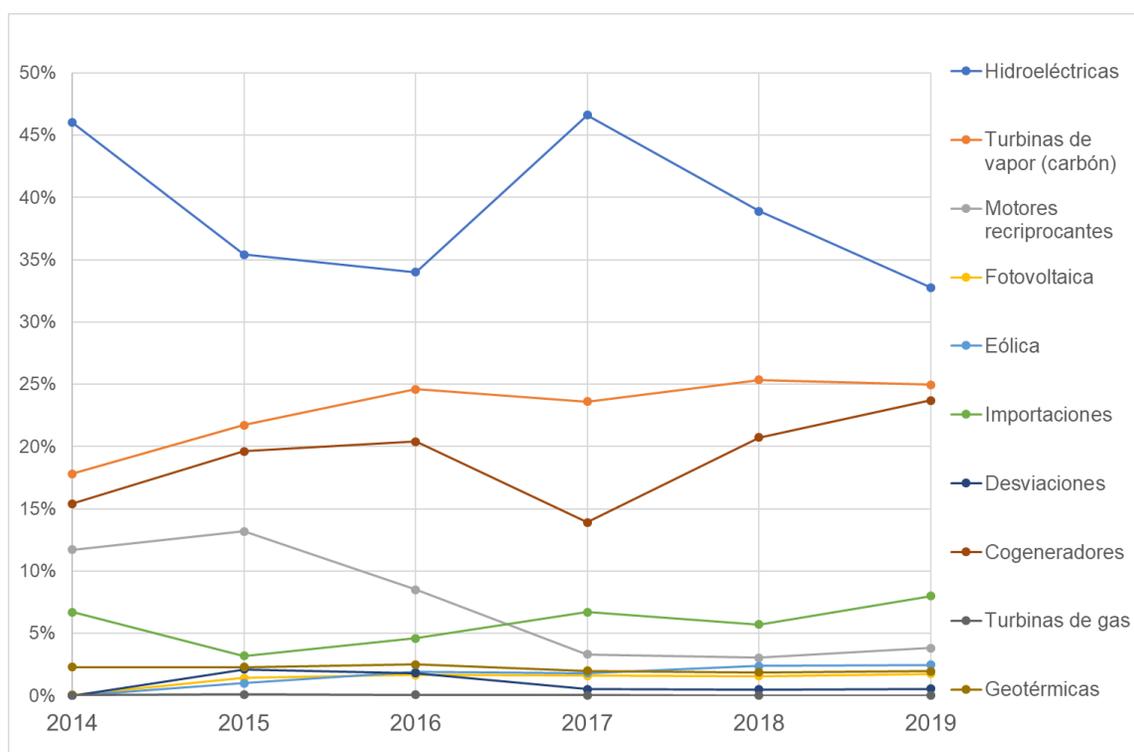
*Nota:* el gráfico representa la evolución de las tecnologías de generación, en gigavattios hora. Elaboración propia con datos del informe estadístico del AMM del 2019 (AMM, 2020).

En la **Figura 2** se muestran los porcentajes de participación de las tecnologías de generación de los años 2014 al 2019, según los datos obtenidos de los informes estadísticos de la página web del AMM. De esta figura podemos apreciar que las 3 tecnologías mantienen en promedio el 78% de la producción, siendo la energía hidroeléctrica quien más aporta a la producción, variando del 46% en el 2014 al 32.77% en el 2019, teniendo valles y picos de aporte. Esta variación de las

tecnologías de generación, se dan por las condiciones climáticas propias de cada año estacional, así como la variación de los precios del carbón y combustibles fósiles que proveen la energía de vapor, incidiendo directamente en la volatilidad de los precios de la energía eléctrica, tal como se mostrará a lo largo del presente estudio.

## Figura 2

*Participación porcentual de las tecnologías de generación, años 2014 al 2019*



*Nota:* el gráfico representa el peso porcentual anual de cada tecnología de generación. Elaboración propia en base a los informes estadísticos del AMM del 2014 al 2019 (AMM, 2020).

### 2.1.2 Marco jurídico que regula el Sector Mayorista de electricidad

Previo a los procesos de regulación de los mercados eléctricos ocurridos en los años noventa en varios países de Latinoamérica, según indica el autor José Ignacio

Pérez en su obra llamada Visión Global del Cambio en La Regulación (Pérez, 1998), los sistemas eléctricos eran denominados sistemas verticales, en donde los procesos de generación, transporte y distribución estaban dirigidos por entidades monopólicas o estatales.

En Guatemala entre los años de 1996 y de 1998 se elaboraron las normativas y reglamentaciones necesarias para la desmonopolización del mercado, así como para la creación del mercado de libre competencia, siendo estas normativas el Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, llamada Ley General de Electricidad; el Acuerdo Gubernativo 256-97 del Presidente de la República de Guatemala, el cual dio vida al Reglamento de la Ley General de Electricidad; y el Acuerdo Gubernativo 299-98 del Presidente de la República de Guatemala que generó el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

#### **2.1.2.1 Objetivos de la regulación del mercado eléctrico**

Dentro de los objetivos de la regulación de los mercados eléctricos se ubica principalmente la creación de la garantía del abastecimiento de energía eléctrica en el largo plazo. Estos objetivos también buscan fomentar e incrementar la calidad del servicio y la eficiencia en la prestación de este. Se crea la necesidad de distinguir a la venta de energía como un producto para transarlo en el libre mercado. De tal modo que la regulación busca promover competencia, permitiendo en cierta medida libre elegibilidad en el suministrador de energía, previniendo que el ente generador o un grupo de estos pueda influir en la creación de precios, por la introducción de reglas de operación del mercado (Pérez, 1998).

#### **2.1.2.2 Los agentes del mercado de electricidad**

La desintegración vertical del mercado eléctrico de Guatemala en el año de 1996 implicó la separación de las fases de generación, transporte y distribución de energía, así como la creación de los procesos de comercialización. Para los procesos de transporte y distribución, las cuales tienen características de

monopolios naturales, la regulación dota de condiciones de competencia a través la garantizar el acceso abierto y no discriminatorio, bajo precios competitivos de peaje por pérdidas técnicas inherentes a estas redes de transmisión y distribución (Acuerdo Gubernativo 68-2007, 2007).

Entonces, los participantes del mercado regulado, según el Acuerdo Gubernativo 68-2007, en su artículo 1 serán los Agentes del mercado, siendo estos los generadores de energía eléctrica, los distribuidores y transportistas, los importadores y exportadores de energía, así como sus comercializadores y los distribuidores a minoristas; igualmente a los consumidores de potencia alta se les denominará como grades usuarios.

Se definen como Agentes del Mercado Mayorista y Grandes Usuarios, aquellos quienes cumplen con los siguientes requisitos: generadores deben tener una potencia máxima mayor a los cinco megavatios (5 MW); este requisito no será aplicable a los Generadores Distribuidos Renovables GDR. Los comercializadores, importadores y exportadores son los que compran o venden bloques de energía eléctrica, asociados a una oferta firme eficiente o demanda firme de por lo menos cinco megavatios (5 MW). Los distribuidores deben contar con un mínimo de quince mil usuarios. Este requisito no será aplicable a las empresas eléctricas municipales, quienes únicamente deberán tener la autorización otorgada por el MEM para constituirse como distribuidores. Para el caso de los distribuidores privados, deberán tener una demanda de por lo menos 100 kW. Los transportistas deben tener una capacidad de transporte mínima de diez megavatios (10 MW). Los Grandes Usuarios son consumidores de energía cuya demanda de potencia debe estar arriba de 100 kW (Acuerdo Gubernativo 256-97, 1997).

### **2.1.3 El Sector Mayorista de electricidad de Guatemala**

El Sector Mayorista de electricidad es denominado en Guatemala como Mercado Mayorista, siendo este el lugar donde acuden los agentes que se dedican a las

actividades eléctricas para elaborar operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía, tanto a corto y como a largo plazo dentro del proceso de comercialización de energía, según se indica en el artículo 6 de la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96, 1996); siendo el Administrador del Mercado Mayorista el ente encargado de la administración y coordinación de este mercado (Acuerdo Gubernativo 69-2007, 2007).

Para el despacho de la energía eléctrica existe un centro de despacho de carga el cual se encarga de la coordinación y operación en tiempo real del sistema eléctrico del país, así como de la interconexión que existe con Honduras, El Salvador y México, denominándose según el artículo 1 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista Reformado, como el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala y de Interconexiones Internacionales (Acuerdo Gubernativo 69-2007, 2007).

## **2.2 Transacciones financieras del Sector Mayorista**

En términos económicos, la energía, según los autores Geoffrey Rothwell y Tomás Gómez en la obra *Electricity Economics Regulation and Deregulation* (Rothwell & Gómez, 2003), es una mercancía susceptible a ser comprada, vendida y comercializada. Para tales efectos, el Mercado Mayorista implementa un sistema para efectuar las compras de energía a través de ofertas de compra, así como elaborar las ventas de energía través de ofertas de venta. Estas se pueden gestionar a corto plazo bajo contratos preestablecidos. Referente a las operaciones a largo plazo, se fomentan los contratos a término los cuales acuerdan compra de energía considerando transacciones bilaterales entre las empresas, así como otros aspectos regulatorios propios para este tipo de transacciones.

Para el mercado eléctrico de Guatemala, los productos y servicios que se compran y se venden dentro del Mercado Mayorista, según el artículo 3 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (Acuerdo Gubernativo 299-98, 1998), son la

potencia eléctrica, la energía eléctrica y los servicios de transporte de energía eléctrica, así como otros servicios complementarios.

### **2.2.1 Unidades de medidas eléctricas**

La potencia es el flujo de energía el cual se mide con las magnitudes de vatios (W), kilovatios (kW), megavatios (MW), o de gigavatios (GW). Según Steven Stoft (Stoft, 2002), la energía es una acumulación de potencia durante un período de tiempo. Por ejemplo, un kilovatio de potencia que fluye durante una hora entrega un kilovatio hora o kWh de energía. De tal modo energía eléctrica para fines transaccionales es medida en megavatios hora (MWh), mientras que la potencia generada y la capacidad instalada de un generador se miden en megavatios (MW). A lo largo de este documento, los datos de energía eléctrica que se muestran en las tablas y figuras se presentarán en gigavatios hora (GWh).

### **2.2.2 Medidas del precio de energía**

El precio de la energía eléctrica que se transa en los mercados eléctricos como el de Guatemala, se paga en dólares estadounidenses sobre unidad de energía eléctrica producida, esto es en dólares sobre megavatios hora o \$/MWh (Acuerdo Gubernativo 299-98, 1998). Por otro lado, los costos de producción de dicha energía se pueden determinar de forma similar a los costos de un productor tradicional, ya que ocurre la separación entre los costos fijos o costos por la capacidad de producción más los costos variables o costos por producir cierta cantidad de megavatios hora, ambos dimensionados en \$/MWh (Stoft, 2002).

### **2.2.3 Operaciones de compra y venta dentro del Sector Mayorista**

Según el artículo 4 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista RAMM (Acuerdo Gubernativo 299-98, 1998) las operaciones de compra y venta, tanto de energía eléctrica en MWh como de potencia en MW, del Mercado o Sector Mayorista se realizan a través de los mercados de oportunidad o mercado spot, el mercado a

término y el mercado de transacciones de desvíos de potencia. A continuación, se describen los componentes indicados en base al Artículo 4 del RAMM.

### **2.2.3.1 Mercado de oportunidad de la energía eléctrica o mercado spot**

En este mercado ocurren las transacciones de oportunidad de energía eléctrica, de modo que el precio del producto se establece de una forma horaria. El comprador elabora la compra al grupo de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía calculado con base al costo marginal de corto plazo que resulta del despacho de energía disponible, establecido por el AMM (Acuerdo Gubernativo 299-98, 1998).

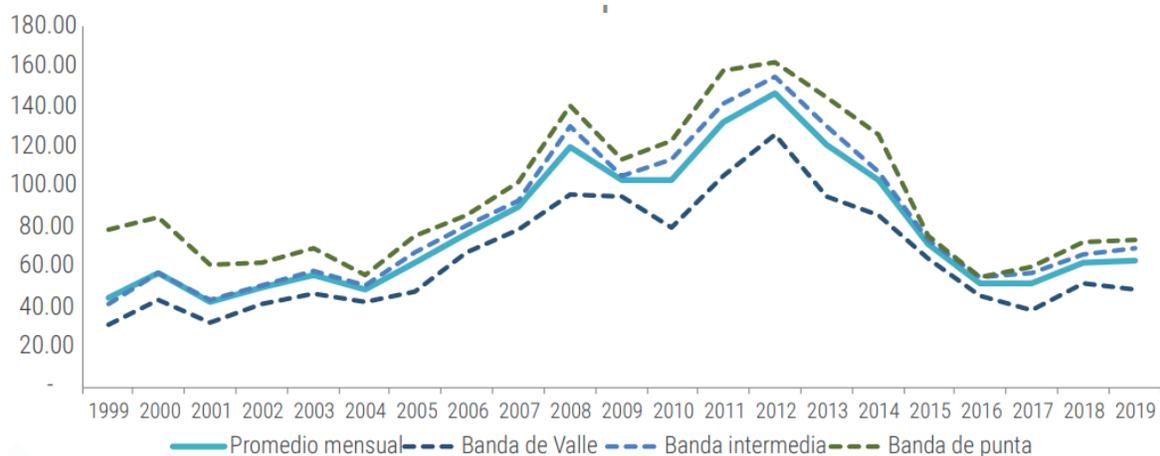
El cálculo de los costos marginales se elabora por cada hora de operación del sistema, pero se agrupan dentro de tres bandas horarias, llamadas banda valle, banda intermedia y banda de punta. La banda valle implica los horarios de 22 horas a 23:59 horas de un día X y de 0 horas a 5:59 horas del día X+1. Para la banda intermedia se aplican los horarios de 6 horas a 17:59 horas y para la banda punta se aplican los horarios de 18 horas hasta las 21:59 horas, estos para el día X+1 respectivamente.

Dentro de las bandas el procedimiento identifica al generador marginal el cual, dentro de la banda, tendrá el precio más caro con la finalidad de determinar el precio marginal del POE ya que este incidirá en el costo de producir el último MWh para suministrar la demanda necesaria. Entonces, el precio spot diario se considera como el precio spot marginal de las tres bandas.

En la **Figura 3** se visualiza el comportamiento del precio de oportunidad de energía o spot del Mercado Mayorista, considerando las bandas de medición y el precio promedio, para el rango de años de 1999 hasta al 2019. Se puede visualizar gráficamente que los precios anuales en promedio no guardan tendencia alguna, situación que se verificará a lo largo del presente estudio.

**Figura 3**

*Histórico de precios de la electricidad del mercado de oportunidad*

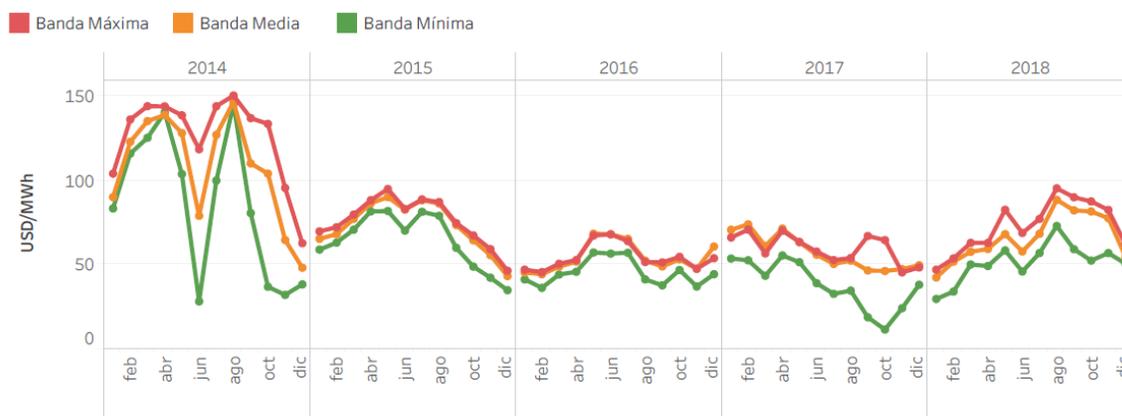


*Nota:* el gráfico muestra el comportamiento de las bandas de precios de la energía eléctrica del mercado de oportunidad en un rango de años. Tomado del informe estadístico del AMM del 2019 (AMM, 2020).

En la **Figura 4** se muestra el precio spot promedio mensual por bandas máxima, media y mínima para los años 2014 al 2018, siendo esta la forma como se expresan los precios de oportunidad dentro del Mercado Mayorista de electricidad. Para el presente trabajo de investigación, los análisis se elaboran con los montos medios del precio de oportunidad en USD/MWh y no por bandas como se describe en los informes del AMM. Por ejemplo, para el año 2014 un máximo de 146.8 y un mínimo de 48.4; para el año 2015 un máximo de 90.3 y un mínimo de 43.4; en el 2016 un máximo de 68.5 y un mínimo de 47.77; en el 2017 un máximo de 74.1 y un mínimo de 46.4; y para el año 2018 un máximo de 88.7 y un mínimo de 42.6.

**Figura 4**

*Precio spot promedio mensual por bandas horarias*



*Nota:* El gráfico muestra la variación del precio spot mensual por bandas horarios en los años mostrados. Tomado del informe estadístico 2018 de la CNEE (CNEE, 2019).

### 2.2.3.2 Mercado a término

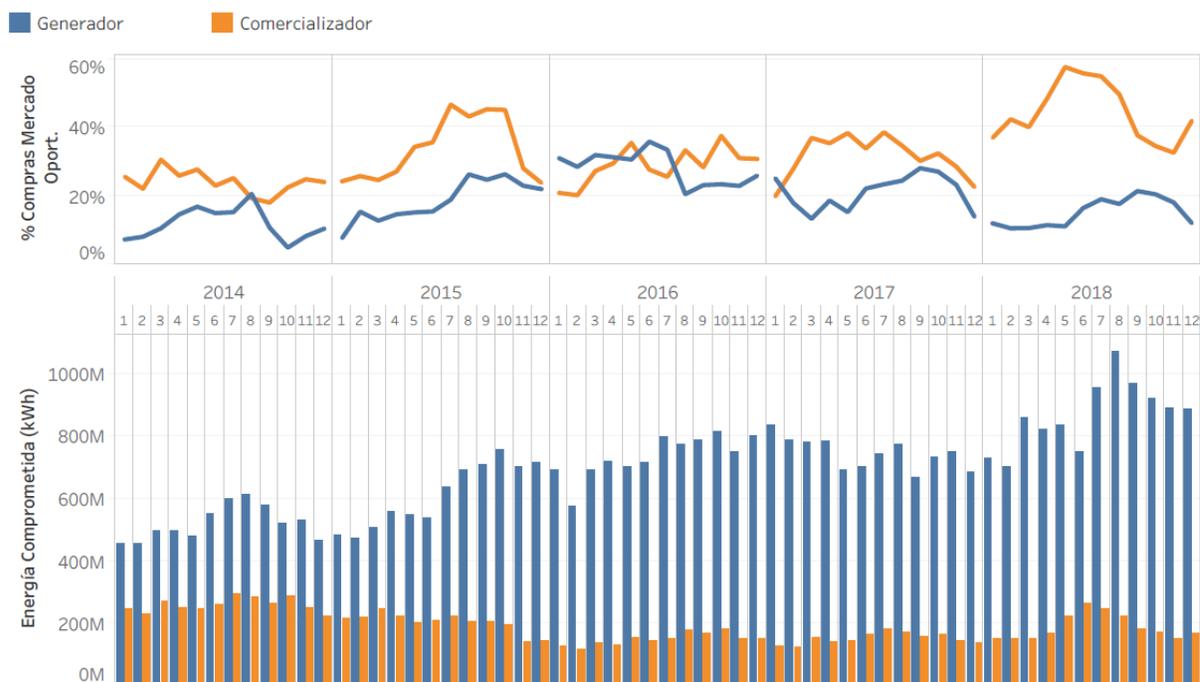
En este componente se elaboran contratos entre agentes o grandes usuarios, estableciendo bajo plazos las cantidades y precios pactados entre las partes. En este mercado, los Agentes del Mercado Mayorista y los Grandes Usuarios pactan las condiciones de sus contratos de una manera libre, enmarcando en lo preceptuado por la LGE, y sus reglamentos. En estos contratos no existen cláusulas de compra mínima obligada de energía o limitaciones en el derecho de vender excedentes que tenga alguno de los participantes (Acuerdo Gubernativo 299-98, 1998).

En la **Figura 5** se muestra el evolutivo de la energía que se transó en el mercado a término para los años 2014 al 2018 y el porcentaje que se vendió al mercado de oportunidad para suplir necesidades varias de productores. Vemos entonces que, para agosto del año 2014, los generadores comprometieron 611.35 MWh y los comercializadores un total de 281.90MWh. De estos, los generadores compraron un 21% a precio spot y los comercializadores compraron el 19% de su total para dichos meses, para suplir sus compromisos de venta de energía. Para el año 2018,

los generadores comprometieron 1.73 GWh, comprando el 18% en el mercado libre para el mes de agosto.

### Figura 5

*Energía comprometida en el mercado a término y la porción comprada en el mercado de oportunidad por los productores*



*Nota:* El gráfico muestra el porcentaje de compra de energía contra la energía comprometida, para los años mostrados. Tomado del informe estadístico 2018 de la CNEE (CNEE, 2019).

#### 2.2.3.3 Otras transacciones que ocurren dentro del Sector Mayorista

Cabe resaltar que dentro del Sector Mayorista de electricidad ocurren otros tipos de transacciones económicas, siendo estas la importación y exportación de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER) y con México. Estas transacciones incluyen: los consumos propios por los generadores y transportistas, las pérdidas de energía técnicas y no técnicas, la venta de potencia eléctrica, las transacciones sobre los

precios de peajes primarios y secundarios, el balance de los desvíos de potencia, los ajustes por servicios complementarios (como lo son la venta de energía de reservas rodantes y de reservas rápidas), la generación forzada en productores y consumidores, el balance por costos diferenciales de potencia y energía, así como los sobrecostos de potencia y energía no demandada. Estas transacciones inciden en cierta medida sobre los balances de venta y compra de energía eléctrica dentro del Sector Mayorista, pero su análisis queda fuera del alcance del presente estudio.

#### **2.2.3.4 Balance de transacciones de energía eléctrica**

El balance de transacciones de energía eléctrica ocurrido dentro del Sector Mayorista se explica a grandes rasgos en el artículo 69 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista RAMM, indicado como el resultado total de transacciones, las cuales se elaboran de forma mensual por parte del AMM. Esta actividad implica la obtención de resultados de las transacciones por cada participante, tanto en términos de energía como económicas, utilizando las técnicas indicadas en las Normas de Coordinación Comercial NCC (que no se definirán en el presente trabajo) del artículo 70 del RAMM, con base a la participación dentro de los mercados a término, de oportunidad, de desvíos de potencia, así como las actividades ya descritas.

Para ejemplificar las transacciones que ocurren dentro del Mercado Mayorista se indica que, para un Generador, su costo unitario de producción está dado por el costo de operación y mantenimiento más el costo de transporte desde su nodo de conexión hasta el mercado. Cuanto más alejado del centro de carga y cuanto menos confiable es el vínculo de transporte, más cara se vuelve la energía exportada desde ese nodo.

Entonces, el generador recibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema, ya sea operable o reserva denominada rodante. Esta remuneración tiene un componente variable que aumenta si el riesgo que la

demanda no sea abastecida dentro del sistema se incrementa. Para garantizar la operabilidad técnica del sistema se remunerarán también servicios adicionales como la regulación de frecuencia y el control de la tensión.

De esa cuenta, los Generadores venden su producción al mercado spot recibiendo por la misma los precios que rijan en el mismo horario. Asimismo, pueden poseer contratos de abastecimiento con un Distribuidor o con un Gran Usuario, cobrando en cada hora por su producción de la siguiente forma:

- ✓ Hasta el nivel del contrato. El Generador considerará vender energía en el Mercado a Término.
- ✓ Cuando su nivel de generación está sobre o bajo los valores del contrato. Las diferencias se comercializan en el mercado spot como excedentes o faltantes de contrato a los valores vigentes en dicha hora en ese Mercado.
- ✓ En el caso que un Generador tenga que cumplir con sus obligaciones contractuales y no pueda despachar por costo, restricciones propias o de transporte, el generador tiene que comprar al mercado spot a precios de mercado.

Los restantes Agentes participantes del Mercado, Comercializadores, Distribuidores y Grandes Usuarios pueden beneficiarse de las transacciones que se elaboran dentro del mercado, considerando cubrir sus necesidades con contratos a Término y se suplen o venden al momento de tener faltantes o excedentes de energía.

En la **Tabla 2** se muestra el balance de energía para los años 2014 al 2018 del Sector Mayorista de Electricidad. Se muestra que el consumo de energía en GWh siempre será igual que la producción de energía. Esto implica que el total de energía gestionada dentro del mercado, sumando los montos de energía de pérdidas técnicas propias del proceso, más otras transacciones menores (como la importación y exportación de energía) siempre balancearán el consumo y

producción de energía total del sistema (CNEE, 2019). Algunos de los términos utilizados en esta tabla se definirán en las siguientes secciones del documento.

**Tabla 2**

*Balance de energía eléctrica del Sector Mayorista del año 2014 al 2018*

<b>Datos Generales</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Energía consumida localmente total	8,915.16	9,398.17	9,832.70	10,018.41	10,374.97
Energía exportada total	1,206.85	1,087.22	1,334.80	1,857.76	2,500.38
<b>Consumo de Energía (GWh)</b>	<b>10,122.01</b>	<b>10,485.38</b>	<b>11,167.50</b>	<b>11,876.17</b>	<b>12,875.35</b>
Energía importada total	708.20	584.79	746.92	891.38	825.73
Energía producida	9,782.26	10,301.87	10,877.91	11,489.90	12,522.39
<b>Producción de Energía (GWh) = importación + producción</b>	<b>10,490.46</b>	<b>10,886.67</b>	<b>11,624.82</b>	<b>12,381.28</b>	<b>13,348.12</b>
Energía Transada en el Mercado a Término, Participantes Consumidores (GWh)	8,223.29	8,983.60	9,864.62	9,823.75	11,330.75
Energía Transada en el Mercado de Oportunidad, Participantes Consumidores (GWh)	1,898.71	1,501.78	1,303.26	2,052.42	1,536.21
<b>Energía Transada (GWh)</b>	<b>10,122.01</b>	<b>10,485.38</b>	<b>11,167.88</b>	<b>11,876.17</b>	<b>12,866.96</b>
Pérdidas más desviaciones y bonificables/compensables/emergentes	368.45	401.29	456.94	505.11	481.16
<b>Balance del Consumo de Energía = Producción de Energía</b>	<b>10,490.46</b>	<b>10,886.67</b>	<b>11,624.82</b>	<b>12,381.28</b>	<b>13,348.12</b>

*Nota:* Esta tabla muestra las magnitudes de energía gestionada dentro del Sector Mayorista en los años indicados y el balance final. Elaboración propia con información obtenida del informe estadístico de la CNEE del 2018 (CNEE, 2019).

Los principales indicadores de crecimiento del sector mayorista de electricidad se muestran en la **Tabla 3**, donde se puede visualizar que el crecimiento de consumo de energía y de la demanda máxima de potencia del sistema, para los años 2001 al

2019. Se puede verificar que el crecimiento del consumo de energía y de las demandas máximas para el rango de años de estudio es sostenido.

**Tabla 3**

*Indicadores de crecimiento histórico del consumo de energía y potencia del sector mayorista de electricidad 2001 al 2019*

<i>Año</i>	<i>Consumo de Energía</i>	<i>Demanda Máxima</i>	<i>Año</i>	<i>Consumo de Energía</i>	<i>Demanda Máxima</i>	<i>Año</i>	<i>Consumo de Energía</i>	<i>Demanda Máxima</i>
<b>2001</b>	4.43%	5.63%	<b>2008</b>	0.29%	-0.93%	<b>2014</b>	3.69%	4.63%
<b>2002</b>	6.34%	4.13%	<b>2009</b>	0.87%	2.97%	<b>2015</b>	5.73%	2.21%
<b>2003</b>	4.95%	5.89%	<b>2010</b>	3.29%	-0.31%	<b>2016</b>	4.65%	1.77%
<b>2004</b>	7.02%	2.73%	<b>2011</b>	3.99%	1.59%	<b>2017</b>	2.16%	2.81%
<b>2005</b>	4.80%	7.17%	<b>2012</b>	3.04%	2.80%	<b>2018</b>	3.26%	0.74%
<b>2006</b>	6.91%	4.40%	<b>2013</b>	2.68%	2.00%	<b>2019</b>	2.91%	1.30%
<b>2007</b>	6.03%							

*Nota:* Esta tabla muestra los principales indicadores porcentuales de consumo de energía y de demanda del sector. Elaboración propia con información obtenida del informe estadístico del AMM (AMM, 2020).

#### **2.2.4 Mecanismos de transacción del Sector Mayorista**

El método más simple para describir la interacción entre compradores y vendedores en un mercado eléctrico es asumir la existencia de una subasta de energía hipotética, según indican Geoffrey Rothwell y Tomás Gómez en su obra *Electricity Economics Regulation and Deregulation* (Rothwell & Gómez, 2003). Un subastador hipotético de energía anuncia un rango de precios que van a transarse, tanto a los compradores como a los vendedores. Luego, solicitan a los participantes del Mercado Mayorista que revelen la cantidad de energía en MWh que están dispuestos a comprar o vender a cada precio. Esto, con el objetivo de determinar

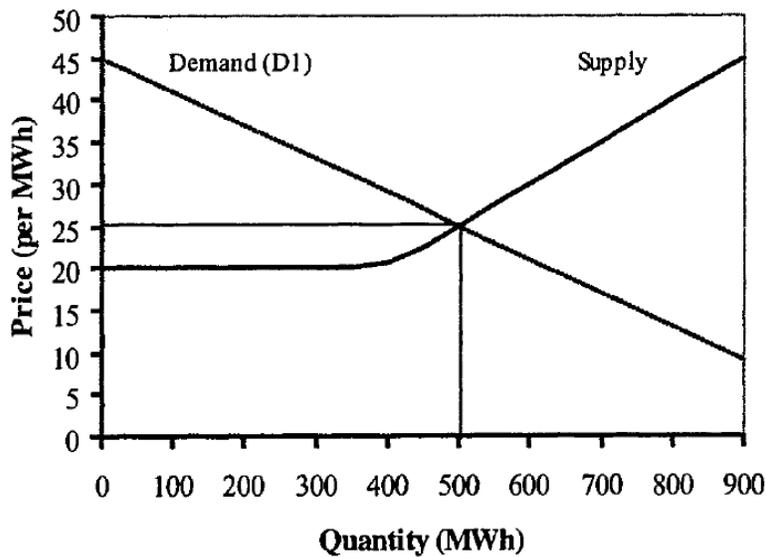
un precio que iguala la cantidad demandada por los compradores con la cantidad suministrada por los vendedores.

Para el caso de un mercado regulado, el Administrador del Mercado Mayorista actúa como el subastador. La cantidad demandada a cada precio es lo que los economistas llaman el programa de la demanda o simplemente, demanda. Se hace notar que el término demanda no es lo mismo que se utiliza en ingeniería eléctrica, donde se refiere a la capacidad instantánea requerida por una carga eléctrica.

La cantidad de energía suministrada a cada precio es el programa de suministro eléctrico, o simplemente, el suministro. La representación de la oferta y la demanda se muestra en la **Figura 6**. En esta figura se presenta el precio de la energía en el eje vertical y la cantidad de energía en el eje horizontal considerando que el precio depende del activo, como se analiza en la práctica estándar de economía. Por ejemplo, para representar el mercado de la energía eléctrica, el eje vertical representa el precio por megavatio hora (MWh) y el eje horizontal representa la cantidad de energía en MWh.

### **Figura 6**

*Curva de la oferta y demanda de energía eléctrica*



*Nota:* El gráfico muestra la representación de las curvas típicas de la oferta y demanda del mercado eléctrico. Figura obtenida del libro de Rothwell y Gómez (Rothwell & Gómez, 2003).

Como en la mayoría de los mercados, a medida que el precio cae la cantidad de la demanda de energía aumenta. Los compradores desean comprar a un precio más bajo y menos a un precio más alto. Por lo tanto, la curva de demanda (la representación de la demanda D1, de la **Figura 6**) tiene una pendiente negativa. Entonces, a medida que el precio cae, la cantidad ofrecida disminuye (curva supply o curva de oferta) y cuando los precios bajan, los proveedores están menos dispuestos a producir energía. Por lo tanto, la curva de oferta (la representación del programa de oferta supply) tiene una pendiente no negativa (por ejemplo, cero o positiva). La pendiente de la curva de oferta puede ser cero si los proveedores pueden, debido a sus costos, suministrar más producción al mismo costo.

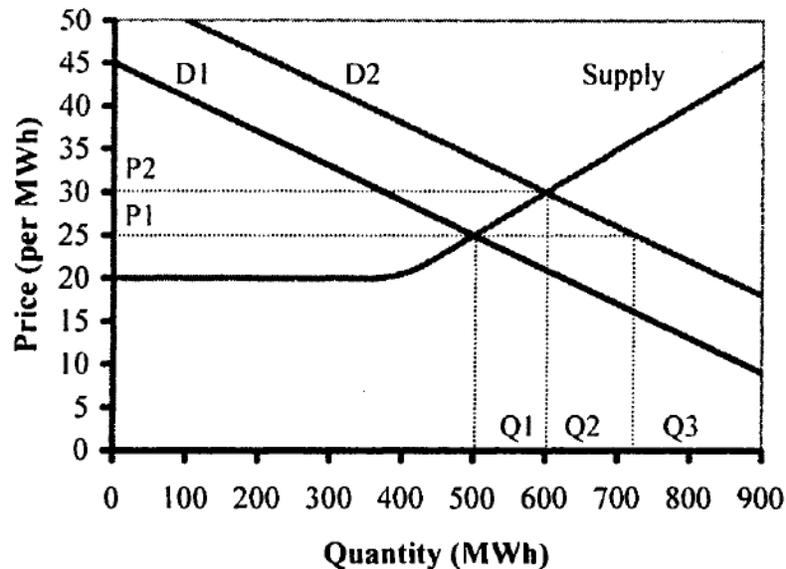
Se puede representar gráficamente la evolución del precio y de la cantidad de energía suministrada o comercializada en el mercado durante períodos comprendidos en horas, días, semanas, meses o años, por la intersección entre las curvas de la oferta y la demanda. Por un lado, si se asume que el programa de

demanda es fijo (es decir, la relación entre el precio y la cantidad demandada es fija), los cambios en la oferta revelan una serie de intersecciones que trazan la curva de demanda. Por otro lado, si se asume que el programa de suministro es fijo (es decir, la relación entre el precio y la cantidad ofrecida es fija), los cambios en la demanda revelan una serie de intersecciones que trazan la curva de oferta.

El precio y la cantidad del mercado están en equilibrio durante un período si los compradores y vendedores están satisfechos con el resultado del mercado. Pero supongamos que hay un cambio en la demanda, por ejemplo, de la curva de demanda D1 hacia la demanda D2, mostrados en la **Figura 7**, ¿qué pasará con el precio de mercado y la cantidad?

### Figura 7

*Curva de la oferta y de la demanda con cambios en la demanda eléctrica*



*Nota:* El gráfico muestra la representación de las curvas típicas de la oferta y demanda del mercado eléctrico con cambios en la cantidad de MWh. Figura obtenida del libro de Rothwell y Gómez (Rothwell & Gómez, 2003).

Por ejemplo, si se supone que un día de invierno inusualmente frío y oscuro, se demandará más energía eléctrica, por ende, la curva de demanda se desplazará hacia la derecha, representada por D2. Al precio original de mercado P1, los compradores querrán comprar mucha más electricidad que antes, denominado Q3. Sin embargo, los proveedores no pueden producir Q3 en P1. En cambio, el precio aumenta, disminuyendo la cantidad demandada, y se establece un nuevo equilibrio en cantidad Q2 y precio P2 (Rothwell & Gómez, 2003).

## **2.3 Gestión del riesgo**

Las actividades de toda empresa lucrativa están relacionadas a factores y elementos de diversa índole, los cuales pueden repercutir en la mejora o desmejora de la situación de esta. Entre estos se pueden mencionar los factores jurídicos, los económicos, los ecológicos, los sociales, los financieros, entre otros. Estos factores pueden incidir en la obtención de las utilidades planificadas de las organizaciones (de Lara, Medición y Control de Riesgos Financieros, 2008).

Los factores implementan incertidumbre y riesgo a la operativa empresarial las cuales deben ser enfrentadas de la mejor manera posible. De tal modo, deben estar preparadas para gestionar los distintos riesgos que enfrenten, a modo de evitar los impactos y las amenazas, aportando soluciones de la manera más eficaz y rentable que puedan.

### **2.3.1 El rendimiento, la probabilidad y el riesgo**

Alfonso de Lara en su obra Medición y Control de Riesgos Financieros (2008, pág. 27), afirma que “en la teoría financiera existen dos variables básicas que es preciso entender y saber calcular apropiadamente para tomar decisiones” tanto operativas o de inversión, siendo las variables el rendimiento y el riesgo. Entonces en la medida que una operativa o una inversión resulta ser más riesgosa, el rendimiento debe ser mayor. A continuación, se explican estos tres conceptos.

### 2.3.1.1 El rendimiento

El rendimiento operativo de un activo o de una inversión, denominado  $r$ , es el cambio de valor que registra dicho activo o inversión, en un período determinado, respecto a su valor inicial. Si consideramos que al inicio del período tenemos un valor inicial económico y al final tenemos un valor monetario, denominado valor final (de Lara, Medición y Control de Riesgos Financieros, 2008), aritméticamente el rendimiento se calcula como se muestra a continuación:

$$r = \frac{(\text{Valor final} - \text{Valor inicial})}{\text{Valor inicial}}$$

En finanzas, la tasa de rendimiento es un indicador que mide la rentabilidad de un activo y también se le llama tasa de retorno, el cual puede verse a largo plazo como la diferencia en el valor de un contrato más la ganancia que obtenga producto de la realización de ese contrato (de Lara, Medición y Control de Riesgos Financieros, 2008). Esta tasa considera cualquier cambio en el valor del activo o en el flujo de caja de una inversión. Puede expresarse ya sea en términos absolutos, monetariamente, o como un porcentaje de la cantidad invertida. Cuando se tiene una pérdida, en lugar de una ganancia, se describe como un retorno negativo.

La tasa logarítmica, que detalla de Alfonso de Lara (2008) es ampliamente utilizada por los analistas financieros y econométricos en sus investigaciones. Esta requiere determinar el logaritmo neperiano de la tasa de crecimiento del valor del activo. La parte positiva de esta tasa es su simetría. Es decir, un crecimiento del 50% en el valor supone una misma cantidad que un descenso en la misma tasa. Si tomamos, por ejemplo, una inversión de 10 unidades monetarias que en el periodo actual ha obtenido una tasa de rentabilidad aritmética del 50% y en el siguiente una de -50%, el valor final será 7.5 unidades monetarias. Mientras que una inversión de 10 unidades monetarias que ofrece una tasa de rentabilidad logarítmica del 50% en

este periodo y en el siguiente una de -50%, el valor final volverá a ser 10 unidades monetarias. El cálculo de la tasa de rendimiento logarítmica se expresa como sigue:

$$r = \text{Ln} \left( \frac{\text{Valor final}}{\text{Valor inicial}} \right)$$

De esa forma, la tasa logarítmica perderá parte del carácter intuitivo, ya que una tasa aritmética, por ejemplo, del 100%, nos informará claramente que el valor del activo se ha duplicado, mientras que para que se doble el valor de un activo se requiere una tasa logarítmica de  $\text{Ln}(2) = 69.31\%$ . En el presente trabajo de investigación, la aplicación de la rentabilidad se determinará con base a lo expresado por de Alfonso de Lara (2008), al aplicar la simulación histórica del rango de años de análisis, considerando el crecimiento logarítmico acá definido.

### **2.3.1.2 La probabilidad**

La probabilidad  $P$  es el grado en que un suceso puede tener lugar. La definición matemática de probabilidad es un número real situado en la escala de 0 a 1 asignado a un suceso fortuito, como define Isabel Cáceres San José-Martí en su obra *Proceso de Gestión de Riesgos y Seguros en Las Empresas* (Cáceres, 2013). Puede estar relacionado con una frecuencia de ocurrencia relativa a largo plazo o con un grado de creencia de que ocurra un suceso. Al describir el riesgo, se puede usar el término frecuencia en lugar de probabilidad.

### **2.3.1.3 El riesgo**

Cáceres (2013) indica que el riesgo es la combinación de la probabilidad de un suceso y sus consecuencias; esto implica la incertidumbre sobre la ocurrencia y la magnitud o probabilidad de que sucedan efectos negativos. Debido al alcance del presente trabajo de tesis, referente a la Administración Financiera, los conceptos de riesgo que se desarrollará a lo largo del estudio serán los riesgos asociados a las actividades financieras.

En todos los tipos de organizaciones existe un potencial de ocurrencia de sucesos y de consecuencias que constituyen oportunidades para conseguir beneficios o pérdidas sobre ella. El término riesgo se asocia a la falta de certeza de una variable y su magnitud depende de cuán sensitivo es el desempeño de la organización expuesta ante las fluctuaciones. De esa cuenta, el riesgo financiero se define como la volatilidad de los resultados esperados de una actividad económica.

El autor de Alfonso de Lara Haro (2008) clasifica a estos riesgos en cinco categorías; siendo estos el riesgo de mercado, de crédito, de liquidez, operacional y legal. A continuación, se describen los riesgos situacionales a los que se enfrentan financieramente las organizaciones durante su operativa.

### **2.3.2 Riesgo de crédito, de liquidez, operacional y legal**

El riesgo de crédito se refiere a la posibilidad de no pago por parte de los clientes. Se asocia además al hecho de que puedan producirse impagos, incumpliendo el tiempo y la forma en que debería recibirse el dinero de la organización. Ante impagos de créditos, la empresa puede sufrir pérdidas de intereses, disminución del flujo de caja, gastos por el proceso de recobro, entre otros (de Lara, Medición y Control de Riesgos Financieros, 2008).

El riesgo de liquidez denota la posible escasez de efectivo que impide a la empresa cumplir con sus compromisos inmediatos. Esto es que no puede obtener la liquidez que necesita para asumir las obligaciones, a pesar de disponer de activos los cuales no puede vender (de Lara, Medición y Control de Riesgos Financieros, 2008).

El riesgo de liquidez del mercado es un riesgo de los contratos personalizados que se negocian entre dos partes con un propósito específico. Entonces, se puede dar la terminación temprana del contrato, lo cual puede ser costoso y difícil debido a que hay que estipular una compensación monetaria por la cancelación anticipada del contrato. Aunque el agente pretenda modificar las cláusulas del contrato

frecuentemente con el fin de adaptarlas a sus necesidades y al riesgo de mercado, es imposible con cierto tipo de contratos.

El riesgo operaciones está asociado a errores por parte de funcionarios de la empresa, además por fraudes que pueden afectar los resultados de la organización. Esto implica las posibles pérdidas que pueda incurrir la empresa debido a diferentes tipos de errores, ya sea humanos, de procesos internos o de los diferentes sistemas tecnológicos que permiten la actividad diaria de la organización, como indica (de Lara, Medición y Control de Riesgos Financieros, 2008).

El riesgo legal o regulatorio se asocia al riesgo que nuevas legislaciones o modificaciones a las leyes existentes afecten la posición o el atractivo de la organización en el mercado (de Lara, Medición y Control de Riesgos Financieros, 2008). Además, se refiere a las pérdidas potenciales en las que puede incurrir una institución debidas al incumplimiento de disposiciones legales y administrativas. Este tipo de riesgo puede presentarse debido a que en algunos países el cuerpo de materias legales no está bien desarrollado o a la existencia de conflictos en la manera como se orientan las leyes a casos particulares.

### **2.3.3 Riesgo de mercado**

Se refiere al riesgo asociado a la empresa que no es diversificable mediante la creación de portafolios de inversión (de Lara, Medición y Control de Riesgos Financieros, 2008). Este riesgo indica las variaciones en los retornos debido a contingencias que afectan al mercado en sí y que no pueden ser evitadas por la empresa al diversificar sus inversiones en otras firmas, ya que todas se ven afectadas. El riesgo de mercado, entonces, es la incertidumbre acerca de los rendimientos futuros de una inversión como resultado de movimientos adversos en las condiciones de los mercados financieros.

En otras palabras, es aquel riesgo de que el valor de un contrato de derivados cambie de manera favorable o desfavorable según las condiciones del mercado, ya

que son muchas las variables que pueden afectar a los productos financieros derivados. Adicionalmente, son contratos atractivos por las aplicaciones que tiene tanto para administración de riesgos como para especulación. Una situación simple es aquella en la cual un agente debe comprar y vender una cantidad fijada de antemano en una fecha conocida con anticipación, el problema se da cuando por ejemplo el tipo de cambio varíe.

El riesgo de mercado en el área energética, tal como describen Sally Hunt y Graham Shuttleworth en la obra *Competition and Choce in Electricity* (1996), se pueden integrar por los siguientes aspectos:

1. **Riesgo de precio:** se especifica respecto a las variaciones que experimenta el precio de la energía a lo largo del tiempo, lo cual significa un riesgo para las empresas de generación, ya que su ingreso depende en parte de la diferencia entre el precio de mercado (de contrato) y sus costos de producción.
2. **Riesgo de cantidad:** es el que enfrenta cada generador al no tener certeza de la cantidad de energía que generará. Este riesgo afecta principalmente a las empresas de generación que operan el Mercado Mayorista debido a que las unidades de generación son puestas en servicio siempre y cuando sean despachadas por el AMM, ya sea a través del mercado spot o de la programación de despacho económico.
3. **Riesgo de planta:** estos pueden ser manejados operacionalmente por los gerentes de las empresas generadoras, siendo estos los riesgos de precios combustibles y riesgos por disponibilidad de las unidades de generación.
4. **Riesgo de precios de combustible:** este es externo al mercado eléctrico, pero afecta a los entes generadores en su capacidad para competir en el mercado y ser despachado. Un aumento en el costo de los combustibles aumenta los costos variables del generador, lo que puede reducir el número de horas que va a generar y, por ende, los ingresos que obtendrá.

#### **2.3.4 La gestión de los riesgos financieros**

Dados los riesgos anteriores, las empresas hoy en día tienen que gestionar el riesgo al cual están expuestas. El objetivo de la gestión o administración de riesgos consiste en prevenir pérdidas económicas no esperadas, así como de optimizar el desempeño financiero de las empresas; además la gestión de riesgos administra tres principalmente (Besley & Brigham, 2009):

- La eficiencia y efectividad en las operaciones
- La confiabilidad en la información financiera
- El cumplimiento de leyes y regulaciones aplicables

El proceso de gestión o administración de riesgos consiste, además, en la identificación de factores causales, en la cuantificación de pérdidas económicas probables, en el establecimiento de límites de tolerancia al riesgo, el control de riesgos en la operación y la optimización riesgo del rendimiento, de acuerdo con el nivel a la exposición del riesgo que la empresa desee asumir.

#### **2.3.5 Aversión y la exposición al riesgo**

La aversión al riesgo es la actitud de rechazo que experimenta un inversor ante el riesgo financiero, en concreto ante la posibilidad de sufrir pérdidas en el valor de sus activos. El grado de aversión al riesgo determina el perfil del inversor (los perfiles pueden ser de conservador, medio o arriesgado) y debe ser el punto de partida para elegir un producto de inversión (Besley & Brigham, 2009).

Por ejemplo, una persona con elevada aversión al riesgo (un perfil conservador) tenderá a elegir productos con rendimientos esperados menores, pero más estables. Por el contrario, un inversor arriesgado estará más dispuesto a sufrir eventuales pérdidas a cambio de la posibilidad de obtener beneficios superiores.

Por otro lado, la exposición al riesgo se refiere al valor monetario o económico de una posición dentro del mercado que está disponible para sufrir pérdida en un momento dado y del cual cada empresa debe establecer en sus estados financieros (de Lara, 2008). Generalmente se definen dos tipos de exposición, siendo la exposición financiera y exposición al mercado.

- La exposición financiera es la cantidad económica en sí, que se puede perder cuando se invierte en un activo. Por ejemplo, si se invierte en acciones que pierden todo su valor, el inversionista solo perderá la cantidad que ha pagado por ellas al inicio. Sin embargo, si se opera con deuda, la exposición aumentará porque el capital se amplía por el costo del dinero en el tiempo, y las utilidades o pérdidas pueden multiplicarse.
- La exposición al mercado describe la porción de una cartera que se invierte en un sector o activo en particular. Generalmente, la cartera del inversionista estará compuesta por diferentes clases de activos y es posible que esta posición esté expuesta a múltiples mercados. Por ejemplo, si se tienen acciones en una empresa productora de café, no solo está expuesto al mercado de la bolsa de valores, sino también al mercado de materias primas y a otros mercados internacionales en la cadena de exportación (U.S. Department of Energy, 2002).

### **2.3.6 La Volatilidad**

La volatilidad es una medida estadística de la dispersión de los retornos de un determinado valor o índice. La volatilidad se puede medir mediante el uso de la desviación estándar o la varianza entre los rendimientos de ese mismo valor o índice de mercado. Por lo general, cuanto mayor sea la volatilidad, mayor será el riesgo del activo financiero.

En otras palabras, la volatilidad se refiere a la cantidad de incertidumbre o riesgo sobre el tamaño de los cambios en el valor de un activo. Una mayor volatilidad

implica que el precio del activo financiero variará más que el de otro activo. Una menor volatilidad implica que el valor de un activo no fluctúa drásticamente. La volatilidad se puede obtener por medio de análisis de datos históricos (Besley & Brigham, 2009) y por otras técnicas, como se desarrolla en el presente trabajo.

Dentro de un mercado organizado, la medición de la volatilidad es utilizada para definir las estrategias de gestión del riesgo o de la llamada cobertura económica, de forma que se calcula la desviación estándar anualizada de los retornos diarios de los precios del mercado, calculados por medio de técnicas paramétricas como Delta Normal o como el decaimiento exponencial del promedio móvil ponderado EWMA (por su significado en inglés, *exponentially weighted moving average*), así como por técnicas no paramétricas como la simulación de Monte Carlo.

#### **2.3.6.1 Volatilidad en el mercado de electricidad**

Los mercados eléctricos latinoamericanos en su mayoría son altamente dependientes de la generación hidroeléctrica. De tal manera, estos son dependientes de la temporalidad de las lluvias y altamente sensibles a los cambios climáticos. Además, los precios de los sistemas eléctricos dependen de los precios de sus materias primas (como los precios del petróleo o del gas natural), así como de los factores macroeconómicos como las tasa de cambio, entre otros factores. Todos estos factores influyen en que el precio de la energía eléctrica sea altamente volátil.

Para el caso del Sector Mayorista, la energía eléctrica se puede considerar como un commodity ya que esta se origina de un mercado spot, el cual puede considerarse en cierta medida volátil por las siguientes razones según Steven Stoff (2002):

- Imposibilidad de almacenar la energía: no existe posibilidad de reserva de energía para cubrir los picos horarios de la demanda de energía.

- Necesidad de disponibilidad de energía inmediata: se producen cambios de precios a lo largo del día, debido a la necesidad de responder a la entrega de energía por la demanda cambiante.
- Distancias de generación: debido a restricciones en el sistema eléctrico, especialmente en el sistema de transporte de energía, pueden producirse variaciones en el precio debido a la imposibilidad de llevar energía desde un generador más barato.
- Afecciones climáticas: la oferta y la demanda de energía eléctrica pueden variar sustancialmente de una estación a otra a lo largo del año. Se puede considerar que las afecciones climáticas pueden incidir en la capacidad de generación hidroeléctrica, entre otras.
- Ausencia de memoria de mercado: los precios de los mercados de oportunidad (llamados precios spot), así como la definición de los precios de energía a corto plazo, pueden ser difíciles de definir por la existencia de contratos previamente establecidos dentro del mercado de electricidad.

### **2.3.6.2 Fluctuación del precio de energía eléctrica**

La volatilidad del precio de la energía eléctrica también puede darse por acciones inherentes a la operación del negocio. Según Stoff (2002), a medida que el mercado de la electricidad se vuelve más competitivo, las fluctuaciones de costo y demanda se traducirán cada vez más en fluctuaciones de precios. Esto debería hacer que tanto la generación como el consumo de energía se vuelvan cada vez más eficientes. Dentro de los supuestos del mercado eléctrico competitivo, los clientes podrán tener acceso a energía más barata en horarios fuera de pico y podrán predecir precios más exactos para los horarios pico. Esto debería dar como resultado un aplanamiento de la curva de duración de la carga y un aumento de los factores de carga, lo que a su vez reducirá los márgenes de reserva y el costo promedio de la energía.

Stoft (2002) indica que existen cuatro factores principales que hacen que el costo marginal de los precios fluctúe. En la escala de tiempo más corta se encuentran las fluctuaciones de demanda, que afectan el costo marginal al mover la cantidad de producción a lo largo de una curva de oferta marginal inclinada hacia arriba. La mayor parte de la amplitud de estas fluctuaciones se experimenta a diario, pero el mayor pico variará según la estacionalidad del sistema eléctrico. En la **Tabla 4** se mencionan cuatro posibles causas de fluctuaciones de precios, referente a la estacionalidad del sistema eléctrico.

**Tabla 4**

*Fluctuaciones del costo marginal del precio de la electricidad*

<b>Causas de fluctuaciones</b>	<b>Estacionalidad</b>
1. Fluctuación de la demanda eléctrica	Diario, estacional
2. Disponibilidad de la tecnología de generación (por ejemplo, la hidroeléctrica)	Diario, anual
3. Costos de combustibles fósiles	Estacional larga
4. Otros costos de producción	Anuales o décadas

*Nota:* La tabla muestra las causas principales de las fluctuaciones de costos marginales del precio de electricidad. Información adaptación del libro de Stoft (2002).

Una fuente estrechamente relacionada de fluctuación de costo marginal es el desplazamiento de la curva de costo marginal a medida que varias fuentes de suministro no están disponibles temporalmente. Por ejemplo, la disponibilidad de energía hidroeléctrica de bajo costo puede cambiar la curva de costo marginal a corto plazo. En los años con lluvias abundantes, la generación hidroeléctrica aumenta de manera típica, y la curva de costo marginal se reduce. Las interrupciones de la unidad también influirán en qué unidad generadora opera en el margen. En este caso, si se da mantenimiento a una gran planta de generación

base hidroeléctrica, por ejemplo, un generador de combustibles fósiles se verá obligado a operar para suplir la demanda, implicando costos marginales más altos para el sistema.

Probablemente la fuente más importante de volatilidad de precios desde el punto de vista de la comprensión de futuros es la volatilidad en el costo de los combustibles fósiles, teniendo un fuerte componente estacional, ya que pueden verse afectados incluso por eventos geopolíticos y cambios en las condiciones del mercado global (Stoft, 2002).

## **2.4 Métodos estadísticos para la medición del riesgo**

Como se ha definido, el riesgo es la posibilidad de que el rendimiento esperado y el rendimiento realizado sean distintos. Entonces, el riesgo es la probabilidad de sufrir pérdidas en los mercados financieros; es por ello por lo que se pueden utilizar ciertas técnicas estadísticas para determinar los niveles de riesgo al que una organización se expone.

El presente apartado desarrollará la teoría estadística base para elaborar cálculos asociados a la medición del riesgo en general. Además, se desarrollarán las técnicas paramétricas y no paramétricas para determinar el nivel del riesgo del mercado del Sector Mayorista de Electricidad. Las técnicas estadísticas paramétricas serán el método de varianzas-covarianzas y las técnicas no paramétricas será el método de simulación histórica de precios. Ambas técnicas se basan en la teoría de Douglas Montgomery y George Runger (Montgomery & Runger, 2018). Igualmente se definirá un método de simulación por medio de un software de apoyo.

### **2.4.1 Desviación estándar**

La desviación estándar es un concepto estadístico que cuantifica la desviación típica de la variable aleatoria con respecto a la media de la muestra o de la población de

datos. La desviación estándar, denominada con el símbolo llamado sigma  $\sigma$ , puede determinarse estimando la raíz cuadrada de la sumatoria de las potencias cuadradas de las restas del  $i$ -ésimo dato muestreado  $x_i$  de la media aritmética  $\mu$ , dividido dentro del número de datos de la muestra de datos  $\eta$  (Montgomery & Runger, 2018). A continuación, se indica la ecuación:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{\eta} (x_i - \mu)^2}{\eta}}$$

Por ejemplo, la desviación estándar puede ser tomada como la medida de la variación de los precios de un determinado producto. Pero lo importante no es saber cómo se calcula cada uno de sus parámetros, sino su interpretación referente en lo que se piensa en términos de la probabilidad del movimiento de precios. Otro término utilizado es la varianza, la cual se describe como la potencia cuadrada de la desviación estándar.

Además, la desviación estándar se puede calcular en términos del rendimiento  $r$ , al conocer el rendimiento medio esperado para  $n$  observaciones, según la formulación siguiente:

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^{\eta} (r_i - \hat{r})^2 * P_i}$$

#### 2.4.2 Distribuciones de frecuencias y de probabilidades

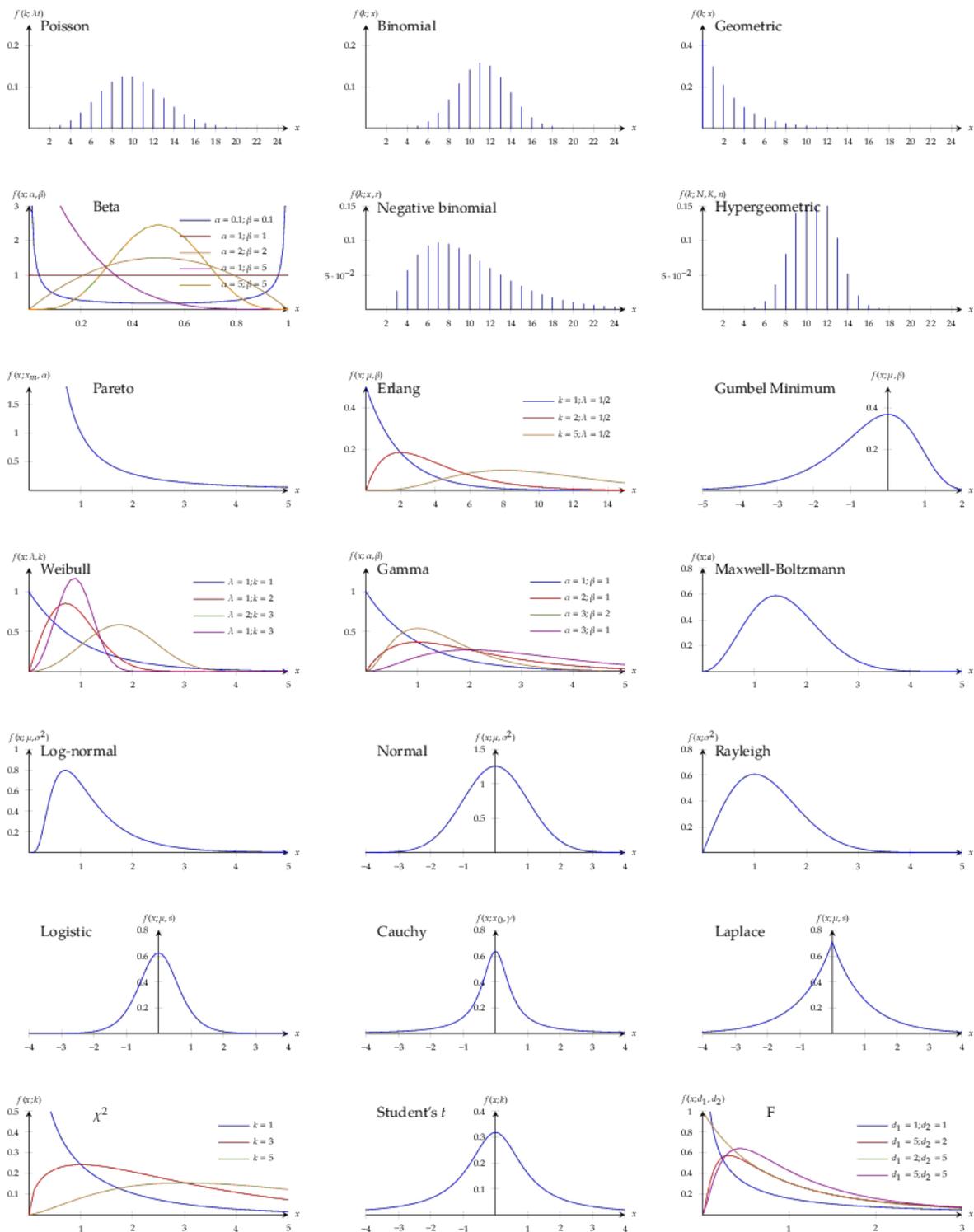
Alfonso de Lara (2008, pág. 28) afirma que “una distribución de frecuencias muestra la manera como los rendimientos de algún activo o portafolios de activos se han comportado en el pasado”; donde comúnmente se utiliza la representación de frecuencias llamada histograma de frecuencias. Para elaborar el gráfico se elabora primeramente el conjunto de observaciones en un tiempo definido. Luego, las observaciones se ingresan en rangos o clases para clasificar las muestras dentro

de estos. Seguidamente se cuenta la cantidad de observaciones (o datos) que se ubican dentro de cada rango, llamándose a esto frecuencia de clase. Por último, se determina la frecuencia relativa, mediante la división de la frecuencia de clase sobre el número de observaciones del ítem (de Lara, 2008).

Dependiendo del tipo de variable y el análisis elaborado, las distribuciones de probabilidades pueden ser discretas o continuas, ya sea que contengan datos puntuales o enteros, como por ejemplo edad, fechas, entre otros, para las distribuciones discretas; o tengan valores continuos como por ejemplo el tiempo, la energía, entre otras para las distribuciones continuas. En la **Figura 8** se muestran algunas curvas de distribuciones de probabilidad, pero no se elaborará una explicación formal de estas, ya que están fuera del alcance de la investigación. Sin embargo, en el siguiente apartado se definirán brevemente las distribuciones utilizadas en los análisis del capítulo cuatro.

### **Figura 8**

*Ejemplo de varios tipos de distribuciones de probabilidades*



*Nota:* En la imagen se muestran las curvas típicas de distintas distribuciones de probabilidades. Imagen tomada del manual del software Risk Simulator (Mun, 2012).

### 2.4.3 Tipos de distribuciones de probabilidad

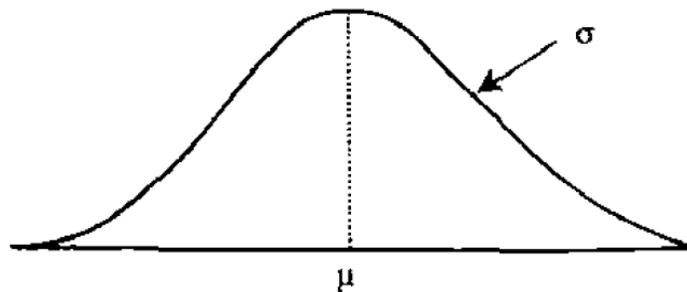
La distribución comúnmente utilizada es la distribución normal, ya que tiene un papel importante en cualquier campo de la estadística y, en particular, en la medición de riesgos en finanzas. La distribución normal de probabilidad de una variable aleatoria continua se puede representar como una curva de histograma de frecuencias de una forma suavizada y basada en un número grande de observaciones (Montgomery & Runger, 2018). La curva tiene una figura de campana simétrica y la función matemática se muestra en la siguiente fórmula, considerando que la desviación estándar de la muestra es sigma  $\sigma$ , rendimientos  $x$  y una media  $\mu$ , dividido dentro del número de datos de la muestra de datos  $n$ .

$$f(x) = \frac{e^{-\frac{(x-\mu)^2}{\sigma^2}}}{\sigma\sqrt{2\pi}}$$

Como se muestra en la **Figura 9**, “la curva normal está centrada alrededor de la media; la variación o dispersión alrededor de la media se expresa en unidades de la desviación estándar”, según afirma de Lara (2008, pág. 31).

#### Figura 9

*Curva normal y los parámetros media y desviación estándar*



*Nota:* la gráfica muestra la curva típica de la distribución indicada. Tomada del libro del autor de Lara (2008)

A continuación, se describen las distribuciones de probabilidad utilizadas en el presente trabajo de investigación, las cuales fueron obtenidas por medio del add-in de Excel, Risk Simulator (Mun, 2012).

- ✓ **Multiplicativa de Beta:** esta distribución es comúnmente utilizada para representar la variabilidad sobre un rango específico. También se utiliza para describir datos empíricos y predecir el comportamiento aleatorio de porcentajes y fracciones, ya que el rango de salida se encuentra típicamente entre 0 y 1. (Mun, 2012).
- ✓ **Gumbel Máxima:** es utilizada para describir el valor más grande de una respuesta por un período de tiempo, por ejemplo, en corrientes de inundaciones, precipitaciones pluviales y terremotos. Otras aplicaciones incluyen las fuerzas de ruptura de materiales, diseño de construcción, cargas aéreas y tolerancias (Mun, 2012).
- ✓ **Cauchy:** también llamada distribución Lorentziana o distribución Breit-Wigner, es una distribución continua que describe el comportamiento de resonancia electromagnética. También puede describir la distribución de distancias horizontales, en la cual un segmento de línea inclinado tiene un ángulo aleatorio sobre el eje horizontal (Mun, 2012).
- ✓ **Laplace:** esta se parece a la distribución normal, sin embargo, mientras la distribución normal es expresada en términos de diferencia cuadrada, a partir de la media, la densidad de Laplace es expresada en términos de la diferencia absoluta de la media, haciendo la cola de la distribución más ancha que la normal (Mun, 2012).
- ✓ **Pearson V:** esta distribución es empleada para modelar el tiempo de retardo donde el mínimo y máximo retraso no están acotados. Por ejemplo, el retardo en la llegada de servicios de emergencia o, por ejemplo, el tiempo en reparar una máquina (Mun, 2012).

#### **2.4.4 Pruebas de bondad de ajuste**

Las pruebas de bondad de ajuste son pruebas estadísticas utilizadas para verificar si los datos observados en una muestra aleatoria se ajustan, con algún nivel de significancia, a una determinada distribución de probabilidad. Como por ejemplo las distribuciones uniforme, exponencial, normal, poisson, entre otras (Mann, Schafer, & Singpurwal, 1974).

Al elaborar las pruebas de bondad de ajuste de un conjunto de datos, se comparan las frecuencias observadas en cada categoría o intervalo de clase con las frecuencias esperadas teóricamente (Mann, Schafer, & Singpurwal, 1974). Entre las técnicas de pruebas de ajuste utilizadas están la Ji-Cuadrada, Kolmogórov-Smirnov, entre otras. En el presente trabajo de investigación se utilizará la prueba de bondad de ajuste de Kolmogórov-Smirnov debido a que según la teoría, esta se utiliza mayormente en datos relacionados a procesos económicos y de commodities.

##### **2.4.4.1 Prueba Kolmogórov-Smirnov**

La prueba de Kolmogórov-Smirnov es una prueba de bondad de ajuste, la cual permite medir el grado de concordancia existente entre la distribución de un conjunto de datos y una distribución teórica específica. El objetivo de esta prueba es señalar si los datos provienen de una población que tiene la distribución teórica especificada, es decir, lo que hace es contrastar si las observaciones podrían razonablemente proceder de la distribución especificada (Mann, Schafer, & Singpurwal, 1974). Entonces, la prueba de Kolmogórov-Smirnov determina si las observaciones de la muestra provienen de alguna distribución hipotética y establece que la distribución empírica es similar a la teórica.

Para poder aplicar la prueba correctamente se asume una serie de supuestos. Primeramente, la prueba asume que los parámetros de la distribución de prueba se han especificado previamente, estimando los parámetros a partir de su muestra. Por otro lado, la media y la desviación estándar de la muestra son los parámetros de

una distribución normal, el valor mínimo y máximo de la muestra definen el rango de la distribución uniforme, la media muestral es el parámetro de la distribución de Poisson y la media muestral es el parámetro de la distribución exponencial (Mann, Schafer, & Singpurwal, 1974). Esta prueba de bondad de ajuste es utilizada en las rutinas de cálculos del add-in de Excel llamado "Risk Simulator" (Mun, 2012).

#### 2.4.5 Covarianza

Es una medida de relación lineal entre dos variables aleatorias, las cuales describen el movimiento en conjunto de éstas (de Lara, Medición y Control de Riesgos Financieros, 2008). Dichas variables pueden ser los rendimientos de un portafolio. Si por ejemplo se tienen 2 variables  $X_1$  y  $X_2$ , con distintas medias  $\mu_1$  y  $\mu_2$ ; para cada dato de las muestras  $X_i$ , la relación de covarianza está expresada matemáticamente como se indica en la siguiente fórmula:

$$COV(X_1, X_2) = \sum_{i=1}^n [X_i - \mu_1][X_i - \mu_2]$$

#### 2.4.6 Coeficiente de correlación

El coeficiente de correlación  $\rho$  es la medida del grado de relación entre dos variables cuantitativas y continuas. A diferencia de la covarianza (ver el apartado 2.4.4.1), la correlación es independiente de la escala de medida de estas variables. Entonces, el coeficiente de correlación se calcula dividiendo la covarianza dentro de la multiplicación de las desviaciones estándar (Besley & Brigham, 2009); Para dos variables la formulación se indica a continuación, así como la interpretación de sus resultados:

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n [X_i - \mu_1][X_i - \mu_2]}{\sigma_1 \sigma_2}$$

- Si  $\rho = 1$ , existe una correlación positiva perfecta, indicando una dependencia total entre las dos variables denominada relación directa; cuando una de ellas aumenta, la otra también lo hace en proporción constante.
- Si  $0 < \rho < 1$ , existe una correlación positiva.
- Si  $\rho = 0$ , no existe relación lineal, pero no necesariamente implica que las variables son independientes: pueden existir todavía relaciones no lineales entre las dos variables.
- Si  $-1 < \rho < 0$ , existe una correlación negativa.
- Si  $\rho = -1$ , existe una correlación negativa perfecta. El índice indica una dependencia total entre las dos variables llamada relación inversa, esto es que cuando una de ellas aumenta, la otra disminuye en proporción constante.

#### **2.4.7 Desviación estándar como medida del riesgo**

Si la distribución de la variable aleatoria fuese de tipo normal, bastaría con considerar la tasa de retorno o media y su varianza para determinar el riesgo asociado a modificaciones en la variable. De tal modo, la desviación estándar constituye la medida de riesgo que se utiliza en los análisis tradicionalmente (de Lara, Medición y Control de Riesgos Financieros, 2008).

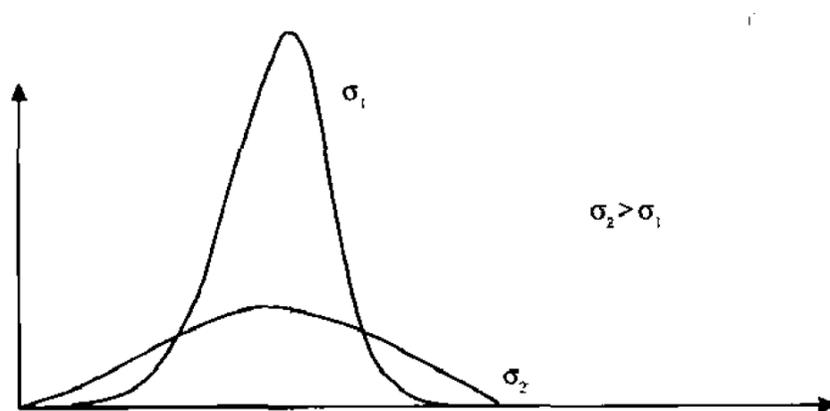
Debido a que el riesgo se ha definido como la variabilidad de los rendimientos, según Besley y Brigham (2009, pág. 301), “es posible medirlo por medio de las distribuciones de probabilidad asociadas con los resultados posibles de dichos rendimientos”, es por ello que la desviación estándar es muy útil para calcular el riesgo.

Entonces, como indica Alfonso de Lara (2008), la amplitud de la distribución de probabilidades indica la cantidad o variabilidad o dispersion de los posibles resultados. Entonces, cualquier medición del riesgo debe tener un valor definido por

medio de una medición sobre qué tan estrecha es la distribución misma. De ello, para elaborar esta medición se utiliza frecuentemente la desviación estándar. En la **Figura 10** se muestran dos distribuciones de probabilidad normal, con la misma media pero con distinta desviación estándar  $\sigma$ , se notará que la curva con desviación estándar más áncha, determinando que esta distribución es más riesgosa.

### Figura 10

*Dos curvas normales con la misma media, pero distinta desviación estándar*



*Nota:* La gráfica muestra dos curvas normales, las cuales tienen distinta desviación estándar, indicando que tienen distinto riesgo financiero. Tomado del libro del autor de Lara (2008).

#### 2.4.8 Coeficiente beta

El coeficiente beta  $\beta$  de un activo mide el grado de variabilidad o sensibilidad de la rentabilidad de un activo, con respecto a la rentabilidad promedio del mercado en el que se negocia dicho activo. Este coeficiente mide el riesgo sistemático o riesgo de mercado. Cuanto más volátil sea un activo con respecto al índice del mercado, tanto mayor será su riesgo de mercado. Esto es, que cuanto mayor sea la desviación estándar de las rentabilidades históricas de una acción, por ejemplo, tanto mayor será su volatilidad histórica y por tanto su riesgo. El coeficiente beta se calcula por

la división de la covarianza del activo dentro de la varianza del mercado (Besley & Brigham, 2009), siendo esta teoría la base para elaborar la medición de los riesgos sistemáticos a los que están expuestas las dos fuerzas del Sector Mayorista de Electricidad.

Los resultados del cálculo de beta y sus posibles interpretaciones se indican a continuación:

- Si  $\beta = 1$ , se tiene un valor neutro, por lo que el activo se mueve en la misma proporción que el índice del mercado o posee el mismo riesgo sistemático. Por ejemplo, si el mercado ha subido un 10 % en el último año, la acción también ha subido un 10% y si ha bajado un 7 %, la acción también ha bajado exactamente igual.
- Si  $\beta > 1$ , se tiene un valor agresivo, por lo que el activo registra una mayor variabilidad que el índice del mercado, lo que muestra que el activo tiene un mayor riesgo que el mercado. Por ejemplo, si el mercado ha subido un 8 % en el último año, la acción ha subido más y si ha bajado un 12 %, la acción también ha bajado más.
- Si  $\beta < 1$ , se tiene un valor defensivo, por lo que el activo registra una menor variabilidad que su índice de referencia o posee para el mercado un menor riesgo. Por ejemplo, si el mercado ha subido un 7 % en el último año, la acción ha subido menos y si ha bajado un 5 %, la acción ha subido más.

#### **2.4.8.1 Coeficiente beta de un portafolio o cartera**

Un portafolio que consiste en varios valores con betas menores tendrá también un coeficiente beta total menor, debido a que el coeficiente beta de cualquier conjunto de valores es un promedio ponderado de los coeficientes de los valores individuales. De tal modo, el coeficiente del portafolio será la sumatoria de la multiplicación del

coeficiente beta de cada activo por su porcentaje de participación en la inversión, esto es como se indica (Besley & Brigham, 2009):

$$\beta_p = \sum_{i=1}^N w_i \beta_i$$

#### 2.4.9 Procesos estocásticos

Un proceso estocástico es una secuencia de eventos o caminos generados aleatoriamente que evoluciona a través del tiempo. Esto significa que estos eventos aleatorios ocurren en el tiempo sin un parámetro definido, pero son regidos por leyes estadísticas y probabilísticas específicas. Los principales Procesos Estocásticos incluyen la Caminata Aleatoria (llamado también Proceso Browniano), la Regresión a la Media y los Saltos de Difusión. Estos procesos pueden ser utilizados para pronosticar una multitud de variables que aparentemente sigan tendencias aleatorias pero que están restringidas por las leyes de la probabilidad (Gujarti & Porter, 2010).

El proceso de Movimiento Browniano de Caminata Aleatoria puede utilizarse para pronosticar precios de acciones, precios de bienes básicos o Commodities, y otros datos estocásticos de datos de series de tiempo, dada una deriva o una tasa de crecimiento y una volatilidad alrededor de la trayectoria o sendero originado por la deriva. El proceso de Reversión a la Media puede utilizarse para reducir las fluctuaciones del Proceso de Caminata Aleatoria, permitiendo al sendero creado orientarse hacia un objetivo a largo plazo, haciéndolo muy útil para pronosticar variables de series de tiempo que tienen una tasa de largo plazo, como las tasas de interés y tasas de inflación (Gujarti & Porter, 2010).

El proceso de Difusión de Salto es muy útil para pronosticar datos de series de tiempo cuando las variables muestran ocasionalmente saltos aleatorios, tales como los precios del petróleo o el precio de la electricidad (eventos externos y discretos pueden hacer que los precios suban o bajen drásticamente). Finalmente, estos tres

procesos estocásticos pueden mezclarse y ajustarse como se requieran (Mun, 2012), pero en el presente trabajo no se consideró el detalle de operación.

## **2.5 Herramientas de cuantificación de riesgo o volatilidad de mercado**

Para el caso de organizaciones que manejan activos o portafolios de activos, tal como los agentes del Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala, es de suma importancia que puedan conocer el grado de exposición al riesgo asociado a sus operaciones, tal como se determinó en los incisos anteriores y según la bibliografía del autor Alfonso de Lara Haro en su obra *Medición y Control de Riesgos Financieros* (2008). De esa cuenta a continuación se describen las metodologías que se utilizarán en el presente trabajo.

### **2.5.1 Metodología valor en riesgo VaR**

La metodología del valor en riesgo VaR otorga una medida cuantitativa del riesgo de mercado asociado con variaciones en el valor del portafolio de activos de la empresa (Johnson, 2001). Esta metodología indica la cantidad de dinero que la empresa puede perder debido a variaciones en el valor de los activos que conforma su portafolio. Entonces, el VaR mide el valor esperado de la pérdida producto de variaciones negativas en el valor de sus contratos para un nivel de confianza determinado (de Lara, 2008). La herramienta se apoya para sus análisis metodologías estadísticas paramétricas y no paramétricas, como se describen en los siguientes apartados.

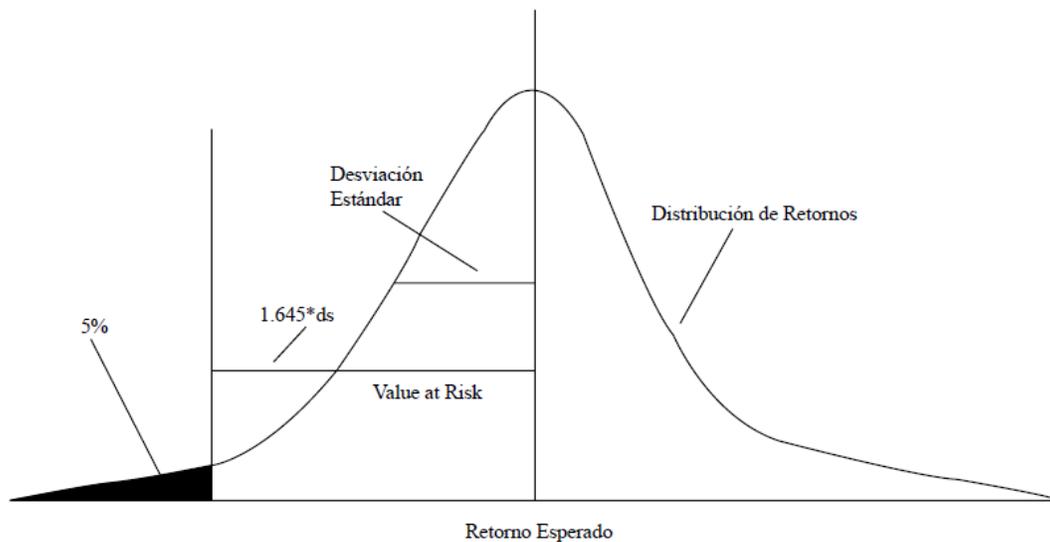
Este concepto considera cuantificar, con un determinado nivel de incertidumbre o significancia, la cantidad o porcentaje de pérdida que un commodity enfrentará en un período predefinido de tiempo. Según la publicación de Christian Johnson, de la revista *Estudios de Economía*, volumen 28 (Johnson, 2001), el estándar de la industria es calcular el VaR con un nivel de significancia del 5%; esto implica que el 5% de las veces (esto es 1 de 20 veces, una vez al mes hábil o una vez cada cinco meses con datos semanales) el retorno del portafolio o del activo caerá más de lo

que señala el VaR, en relación con el retorno esperado. La distribución de densidad de rentabilidades históricas del portafolio o de activos de un mercado se pueden visualizar a través del análisis del histograma, por lo que es común visualizar fluctuaciones de retornos en torno a un valor medio, levemente diferente de cero (estadísticamente denominado proceso con reversión a la media), cuya distribución se aproxima a la distribución normal.

Las asimetrías leves son a veces percibidas en las rentabilidades, pero desde un punto de vista práctico es suficiente asumir simetría en la distribución. Una vez generada la distribución de probabilidades de las rentabilidades de los precios históricos de los precios de los activos del mercado, como afirma Johnson (2001, pág. 218) “se debe calcular aquel punto del dominio de la función de densidad que deja un 5% o 1% del área en su rango inferior” (denominado alfa  $\alpha$ ); entonces, “la distancia de este punto en el dominio de la distribución con relación al valor esperado de la distribución se denomina Value at Risk”, según se representa en la **Figura 11**. Igualmente, de Lara (2008, pág. 69) afirma que “para determinar el VaR simplemente se calcula el percentil deseado” del histograma que se esté analizando.

### **Figura 11**

*Representación gráfica del Valor en Riesgo VaR*



*Nota:* el gráfico muestra la curva normal de una distribución de probabilidad de rendimientos esperados, donde la cola de la curva del 5%, representa al VaR. Tomado del libro del autor Johnson (2001).

Debido a que la magnitud de las pérdidas depende del tiempo transcurrido hasta que un activo pueda cerrar su posición, debe especificarse para el cálculo del VaR el intervalo de tiempo que transcurre antes de asumir la pérdida. Según Linsmeier y Pearson, en el artículo académico *Risk Measurement: An Introduction to Value at Risk* (1996), indican que usando una probabilidad de  $x\%$  y un período de  $t$  días, el VaR de la empresa es la pérdida esperada con una probabilidad de  $x$  para los siguientes  $t$  días, esto es, en  $N$  períodos dados por la valuación del activo analizado.

Para ejemplificar el concepto, consideremos el ejercicio detallado del libro de Lara Haro (2008, pág. 59), como se indica a continuación: “un inversionista tiene un portafolio de activos con un valor de 10 millones de pesos, cuyo VaR de un día es de \$250,000 con 95% de nivel de confianza (significa que la pérdida máxima esperada en un día será \$250,000 en 19 de cada 20 días). En otras palabras, solo un día de cada 20 de operación del mercado ( $1/20 = 5\%$ ), en condiciones normales, la pérdida que ocurrirá puede ser mayor a \$250,000”.

### **2.5.1.1 Requerimientos del VaR**

Los parámetros necesarios para el cálculo del VaR son la volatilidad de los rendimientos, medidos a través de la desviación estándar; el valor medio de los rendimientos y la distribución de probabilidad de los rendimientos y los parámetros de esta. Además de lo anterior es necesario especificar del horizonte de tiempo  $t$  y nivel de confianza  $\alpha$  para los cuales se desea hacer la estimación del VaR (de Lara, Medición y Control de Riesgos Financieros, 2008).

### **2.5.1.2 Horizonte de tiempo**

Es necesario identificar tendencias, efectos estacionales, efectos cíclicos y fluctuaciones irregulares y tomar en consideración la naturaleza del portafolio para conocer el horizonte de tiempo. Es por ello que se utiliza la técnica econométrica de la agregación del tiempo, como afirma Alfonso de Lara (2008). Este método transforma los horizontes de tiempo, a modo que estos sean comparables. La utilización del tiempo implica la introducción del supuesto de que los rendimientos no están correlacionados en intervalos sucesivos de tiempo. Por ejemplo, el supuesto es consistente con los mercados eficientes donde el precio actual incluye toda la información acerca de un activo en particular. Es decir, todos los cambios en el precio son originados de noticias que, por definición, no pueden ser anticipados y por lo tanto no deben estar correlacionados en el tiempo.

El riesgo crece con la raíz cuadrada del tiempo según la ecuación que da vida al VaR; por lo tanto, los ajustes del riesgo a diferentes horizontes de tiempo pueden estar fundamentados en una raíz cuadrada del factor tiempo, cuando las posiciones de los activos son constantes a lo largo del horizonte de tiempo mismo (de Lara, 2008).

### 2.5.1.3 Nivel de confianza $\alpha$

La determinación del nivel de confianza, alfa  $\alpha$ , se realiza dependiendo del grado de aversión al riesgo y del costo que conlleva aumentar el valor en riesgo por parte de la empresa; a mayor nivel de confianza mayor será el nivel del VaR. Probablemente el comité de supervisión bancaria Basilea, eligió un nivel de 99% que refleja la interrelación entre el deseo de los reguladores para asegurar un sistema financiero sano y seguro, así como el efecto adverso de capital sobre los rendimientos de los bancos, según Alfonso de Lara Haro (2008).

Además, indica que el Banco Internacional de Liquidaciones (BIS, por sus siglas en inglés) recomienda definir 99% de nivel de confianza y un horizonte de 10 días para los intermediarios financieros. Sin embargo, el artículo *The National Association of Pension Funds Limited* indica que JP Morgan recomienda 95% de probabilidad en un horizonte de un día, para operaciones en mercados líquidos (NAPF, 2013). El presente estudio considera utilizar un nivel de confianza el 95%.

### 2.5.1.4 Cálculos del VaR

Para calcular el VaR se requiere identificar cuáles son los factores que afectan el valor del portafolio de la organización, o los activos con los que cuenta un mercado. Seguidamente, se determina la distribución de probabilidad de los precios de los activos del mercado. La formulación matemática es la siguiente (Linsmeier & Pearson, 1996):

$$VaR = F * S * \sigma * \sqrt{t}$$

Donde el factor  $F$  es el valor que se determina por medio del nivel de confianza  $\alpha$ , obtenido como valor  $z$  de la tabla de distribuciones normales. Para el nivel de confianza del 95%, el factor  $F = 1.65$ , y para el 99% el factor es de 2.33. En el **Anexo 1** se muestra la tabla de distribución normal para distintos niveles de confianza  $\alpha$ . El factor  $S$  es el monto de la cartera de precios del mercado para adquirir el activo, en

unidades monetarias; el factor  $\sigma$  es la desviación estándar, la volatilidad o el riesgo del activo y factor  $t$  es el horizonte de tiempo de los períodos para el análisis, llamado holding period.

### **2.5.2 VaR aplicado a un mercado eléctrico**

El concepto del VaR fue desarrollado originalmente para entidades bancarias que transan instrumentos derivados con la finalidad de medir cuánto dinero pueden perder antes de que la posición sea cerrada. Los conceptos de cerrar posiciones y eliminar riesgos no son fácilmente trasladables al sector energético. Según Henney y Keers (1998), una empresa generadora puede tomar la posición larga de energía eléctrica y una posición corta en contratos que no puede cubrir debido a la incertidumbre en su producción de energía. De tal modo, no se puede hacer una cobertura perfecta de las ganancias de una empresa de generación de energía eléctrica porque no tiene certeza de cuánto va a producir en el futuro.

Un cálculo de VaR que sea capaz de representar los riesgos de una empresa eléctrica del Sector Mayorista requiere considerar el hecho de que, a diferencia de las actividades mineras u otro del sector energético, el valor de ésta y el nivel de extracción depende del mineral, por lo que la producción de las unidades de generación puede estar positiva o negativamente correlacionado con el precio observado de la energía eléctrica (Henney & Keers, 1998).

Por último, la elección del parámetro  $t$  para calcular el VaR, se basa en la estimación del período necesario para cerrar la posición del portafolio ya que no es posible para una empresa de generación cerrar posiciones ya que siempre existe la incertidumbre asociada a la cantidad de energía que va a producir. Por ello, el cálculo del VaR debe representar cuánto puede perder la empresa entre el tiempo cero y la fecha de entrega de la energía, en lugar de seleccionar un período arbitrariamente (Henney & Keers, 1998).

### 2.5.3 Método analítico de varianza-covarianza o delta-normal

El método de varianza-covarianza es un procedimiento analítico para determinar el valor en riesgo. Este método se basa en la clásica adopción de la teoría financiera relativa a las modificaciones de posiciones y precios de distribución normal. El valor en riesgo se determina en los factores de riesgo individuales mediante las volatilidades o desviaciones estándar de dichos factores y se agrega al nivel de consolidación de riesgo respectivo mediante la matriz de correlación (de Lara, Medición y Control de Riesgos Financieros, 2008).

Al igual que en la simulación histórica, este método presume que la distribución de probabilidades es normal, determinando que el valor en riesgo como el percentil 5% de la distribución. Al adoptar el método de varianza/covarianza, las modificaciones de valores de la posición se distribuyen normalmente. El valor en riesgo, por tanto, puede determinarse como múltiplo de la desviación estándar.

#### 2.5.3.1 Matriz de correlación

Si consideramos que contamos con  $M$  cantidad de activos dentro de un mercado, los cuales tienen sus propios rendimientos y volatilidades, entonces se pueden determinar las correlaciones  $\rho$  de los rendimientos de activos entre sí, como explica Alfonso de Lara Haro (2008), siendo estos valores que van desde menos uno hasta uno. De tal manera, se puede mostrar en una representación llamada matriz de correlaciones  $C$ , según se muestra en la siguiente expresión (el alcance de la operatoria matricial queda fuera del alcance de este estudio).

$$[C] = \begin{bmatrix} 1 & \rho_{12} & \rho_{13} & \rho_{14} \\ \rho_{21} & 1 & \rho_{23} & \rho_{24} \\ \rho_{31} & \rho_{32} & 1 & \rho_{34} \\ \rho_{41} & \rho_{42} & \rho_{43} & 1 \end{bmatrix}$$

Esta matriz tendrá la particularidad que, en la diagonal de la parte superior izquierda, hacia la parte inferior derecha, todos sus valores eran 1, implicando entonces que los valores fuera de la diagonal serán las correlaciones entre activos; por ejemplo, el término  $\rho_{12}$  es la correlación de los activos 1 y 2; esta correlación será a su vez igual que la correlación entre los activos 2 y 1, con el término  $\rho_{21}$ .

### 2.5.3.2 Matriz de varianza-covarianza

Para analizar el método del cálculo del riesgo por el método analítico de varianza-covarianza o delta-normal, Alfonso de Lara Haro (2008, pág. 64) afirma que al tener una matriz “en la cual su diagonal está compuesta por las desviaciones estándar cuadradas de cada activo del portafolios y los elementos fuera de la diagonal sean ceros” o valores conocidos como covarianzas, tendremos la llamada matriz de varianza-covarianza:

$$\left[ \Sigma \right] = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & \rho_{12}\sigma_1\sigma_2 & \rho_{13}\sigma_1\sigma_3 & \rho_{14}\sigma_1\sigma_4 \\ \rho_{21}\sigma_1\sigma_2 & \sigma_2^2 & \rho_{23}\sigma_2\sigma_3 & \rho_{24}\sigma_2\sigma_4 \\ \rho_{31}\sigma_1\sigma_3 & \rho_{32}\sigma_2\sigma_3 & \sigma_3^2 & \rho_{34}\sigma_3\sigma_4 \\ \rho_{41}\sigma_1\sigma_4 & \rho_{42}\sigma_2\sigma_4 & \rho_{43}\sigma_3\sigma_4 & \sigma_4^2 \end{bmatrix}$$

Igualmente afirma Alfonso de Lara (2008, pág. 65) que “es posible medir el riesgo de mercado de una canasta o portafolios de activos” por medio de esta matriz, que incluya los  $M$  activos, siempre que se conozcan los pesos  $w$  porcentuales de participación de cada uno de los activos dentro del portafolios o del activo. La fórmula que se aplica se deriva de una forma matemática de la fórmula original del VaR como se muestra a continuación (la explicación matemática y matricial de estos conceptos están fuera del alcance del presente estudio).

$$\sigma_m = \sqrt{w^T \Sigma w}$$

Donde  $w^T$  es el vector de pesos de participación de los  $M$  activos del mercado transpuestos o expresados en vector horizontal;  $\Sigma$  es la matriz de varianzas-covarianzas de tamaño de  $M$  filas y  $M$  columnas y  $w$  es el vector de pesos de participación de los  $M$  activos en forma vertical (de Lara, Medición y Control de Riesgos Financieros, 2008).

#### **2.5.4 Simulación histórica**

Esta metodología no paramétrica consiste en utilizar los cambios históricos observados en los factores de mercado para construir una distribución estadística de los cambios en el valor del activo. Con esta distribución se pueden determinar los beneficios o pérdidas que se puedan genera al conocer los movimientos del precio de mercado a nivel histórico (Linsmeier & Pearson, 1996). Esta distribución se construye evaluando el activo o commodity bajo las condiciones experimentadas durante los últimos  $N$  períodos históricos analizados, a modo de obtener los  $N$  cambios en el valor de activo. La principal ventaja de este método es su facilidad de implementación, pero tiene el inconveniente que la información utilizada representa una ocurrencia determinada, mientras que a futuro puede presentar varios escenarios posibles.

Para simular la evolución del commodity, se multiplica  $N$  veces el valor de la rentabilidad del commodity por los datos de mercado que se han ajustado para la evolución histórica. Estos valores reales simulados se comparan con el valor real calculado a partir de los datos de mercado actuales, produciendo  $N$  pérdidas y ganancias potenciales; por los inconvenientes expuestos, esta técnica no se aplicará al presente estudio.

Una variación de la simulación histórica es la valoración delta en la que no se calcula el valor real para cada evento del período histórico como lo ejecuta la valoración completa, sino que calcula la elasticidad de la función de precio, para los distintos parámetros de precio, independientemente históricos del mercado. Las

desviaciones de los valores reales se derivan de ponderar la sensibilidad y las diferencias de precio a partir de los datos históricos de mercado. Al igual que con la valoración completa, esto produce  $N$  pérdidas y ganancias potenciales, cuya distribución de frecuencia relativa se puede representar mediante la valoración completa (Linsmeier & Pearson, 1996).

### **2.5.5 Análisis de regresión**

El análisis de regresión trata del estudio de la dependencia de un evento, denominada variable dependiente, respecto de una o más aspectos o eventos que explican lo sucedido, llamados variables explicativas, con el objetivo de estimar o predecir la media o valor promedio poblacional de la variable dependiente, en términos de los valores conocidos o históricos (Gujarti & Porter, 2010). El análisis de regresión analiza lo que se conoce como dependencia estadística entre variables. En las relaciones estadísticas entre variables se analizan, principalmente las variables aleatorias o estocásticas, es decir, variables con tienen distribuciones de probabilidad. También pueden analizar la dependencia funcional o determinista de otro tipo de variables que no estocásticas.

El análisis de correlación se relaciona de manera estrecha con el de regresión, aunque conceptualmente los dos son muy diferentes. Como se expresó anteriormente, en el análisis de correlación se utiliza el grado de asociación lineal entre dos variables, incluyendo la fuerza de la asociación entre estas. Por otro lado, el análisis de regresión trata de estimar o predecir el valor promedio de una variable con base en los valores fijos de otras variables o fenómenos (Gujarti & Porter, 2010).

### **2.5.6 Series de tiempo para medir el riesgo**

Es importante identificar tendencias o cambios al conocer la existencia de efectos estacionales, efectos cíclicos que sean fácilmente predecibles, fluctuaciones irregulares y fluctuaciones que sean puramente aleatorias. Al conocer que la serie de datos tiene estos efectos, se puede descomponer en lo que se denominan series

de tiempo. De esa cuenta, las series de tiempo son tendencias, componentes periódicos o partes irregulares de la serie de datos, las cuales necesitan que tengan un comportamiento estacionario, esto es que la media no dependa del tiempo (Gujarti & Porter, 2010).

Al estudiar series de tiempo, se tienen algunas series cuya varianza no es constante con el tiempo, denominando esto como heteroscedasticidad, por ejemplo, en series económicas y financieras, donde frecuente se pueden observar períodos de volatilidad alta, seguidos de otros de tranquilidad. En estos casos, es difícil convertir a la serie de tiempo original en series homoscedásticas o de varianza constante, para analizar las volatilidades de las series (de Lara, 2008). Como alternativa y para los análisis del presente estudio se utilizan los métodos de series tipo ARIMA (Gujarti & Porter, 2010), los cuales se desarrollan para pronosticar el riesgo del mercado por medio de software, quedando fuera del alcance del presente estudio el desarrollo matemático de su funcionamiento.

#### **2.5.6.1 Modelos Autorregresivos Integrados de Medias Móviles ARIMA**

Los Modelos Autorregresivos Integrados de Medias Móviles o ARIMA son la extensión del modelo autorregresivo que utiliza los tres componentes para modelar la correlación serial en datos de series de tiempo. El primer componente es el término autorregresivo, el cual utiliza un número  $p$  de rezagos de la serie. El segundo componente es el término del orden de integración  $d$  de la serie, donde cada orden de integración corresponde al número de veces que la serie de tiempo debe ser diferenciada para hacerse estacionaria. El tercer componente es el término media móvil o MA, este modelo MA utiliza  $q$  rezagos de los errores del pronóstico para mejorar este proceso (Gujarti & Porter, 2010).

### **2.6 Instrumentos financieros derivados**

Un instrumento financiero derivado es una operación cuya principal característica consiste en que el precio de intercambio del activo financiero depende de uno o más

activos subyacentes, para el cual su cumplimiento o liquidación se realiza en un momento posterior. Dicha liquidación puede ser en efectivo, en otros tipos de instrumentos financieros o en productos o bienes transables, según se establezca (U.S. Department of Energy, 2002).

Según de la obra de Alfonso de Lara Haro, titulada *Productos Derivados Financieros* (2005), un instrumento financiero derivado es cualquier instrumento financiero cuyo valor es una función que se deriva de otras variables que, en cierta medida son más importantes. Entonces, un producto derivado es un activo financiero que tiene como referencia un activo subyacente. Los activos subyacentes pueden ser a su vez instrumentos financieros, por ejemplo, una acción individual, una canasta de acciones o un instrumento de deuda. También pueden ser bienes como el oro o productos como el petróleo; o indicadores como un índice bursátil e incluso el precio de otro instrumento derivado.

La finalidad del instrumento es reducir el riesgo resultante de movimientos inesperados en el precio del bien subyacente, tanto dentro de los participantes que quieren disminuir dicho riesgo, como dentro de los participantes que desean asumir el riesgo, todos en búsqueda de una mejora económica. En el primer caso se encuentran las organizaciones que desean asegurar el precio futuro del activo subyacente, así como su disponibilidad; mientras que, en el segundo caso, están los individuos o empresas que esperan obtener una ganancia que resulta de los cambios en el precio del activo subyacente (de Lara, 2005). Al proceso de reducir o eliminar el riesgo de mercado en un instrumento o portafolios a través de una o varias transacciones en los mercados se le conoce como cobertura o *hedging*, que se definirá en el apartado 2.6.8.2.

Los instrumentos financieros derivados pueden negociarse dentro o fuera de un mercado organizado (NAPF, 2013), de las siguientes dos maneras:

- ✓ Derivados negociados en bolsa (*Exchange Traded Derivatives*, ETD). Son contratos estandarizados negociados dentro de una institución reconocida, llamada bolsa de valores, siendo las contrapartes el titular y la bolsa. Los términos del contrato no son negociables y sus precios están disponibles públicamente.
- ✓ Derivados de venta libre (*Over-the-counter Derivatives*, OTC). Son contratos que se negocian fuera de una bolsa de valores, con términos y condiciones específicos determinados y acordados por el comprador y el vendedor, llamados contrapartes. Como resultado, los derivados de venta libre OTC son más ilíquidos, siendo, por ejemplo, contratos a plazo y permutas financieras.

En el presente trabajo, se analizarán los instrumentos derivados tipo ETD, sin llegar a describir la operación de una bolsa de valores. Solamente se efectuará la aplicación de los instrumentos derivados que más se adaptan al mercado de energía eléctrica, los cuales se presentan en los siguientes apartados.

### **2.6.1 Instrumentos tipo contratos forward**

Según John Hull indica en su obra *Options, Futures and Other Derivatives* (Hull, 2009), indica que los contratos forward son contratos financieros derivados, incluso en mercados OTC, ya que el valor de estos depende del valor del activo subyacente. Un contrato forward es un acuerdo privado entre dos partes, donde ambas se comprometen a comprar o vender un activo en una fecha futura  $t = t_{inicial}$ , a un precio forward determinado llamado precio de entrega o  $F$ . La entrega física del activo se realiza en la fecha de expiración del contrato, por parte del responsable de vender el activo, tomando este la posición corta. La parte que compra en consecuencia asume la posición larga del contrato. Algo que identifica a este tipo de contrato es que no existe pago al momento de suscribirlo, sino hasta cuando se realiza la entrega del activo.

La principal ventaja de la utilización de estos contratos es que fija el precio de compra y venta del activo subyacente, considerándose similar a un contrato a término del Mercado Mayorista. Esta situación implica que las partes puedan obtener ganancia a partir de este contrato, de modo que un comprador posee una función de ganancia por la compra del forward, descrito como  $F_{wc} = F - S_T$ , la cual es positiva siempre que el precio spot  $S_T$  sea menor que el precio de entrega  $F$ , esto es  $S_T < F$ . El vendedor de un contrato forward posee una función de ganancia por la venta del forward determinado por  $F_{wv} = S_T - F$ ; donde esta función será positiva siempre que el precio spot sea mayor que el precio de entrega  $S_T > F$  (de Lara, 2005).

En la **Figura 12** muestra la ganancia que obtiene el vendedor o el comprador en función del precio spot  $S_T$  del activo subyacente, donde se muestra que la ganancia de una parte es la pérdida de su contraparte; de modo que, quien toma la posición larga (a) conseguirá utilidad siempre que el precio spot supere al precio de entrega; por otro lado, quien toma la posición corta (b) conseguirá utilidad siempre que el spot no sea mayor que la entrega.

### Figura 12

*Ganancia del comprador (a) posición larga y del vendedor (b) posición corta, en contratos tipo forward*

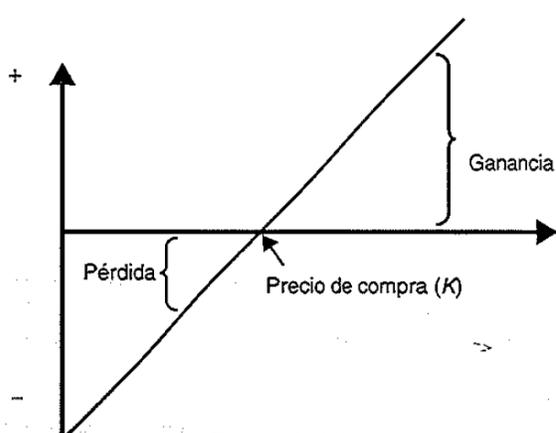


Figura 1.1 Posición larga en forwards/futuros

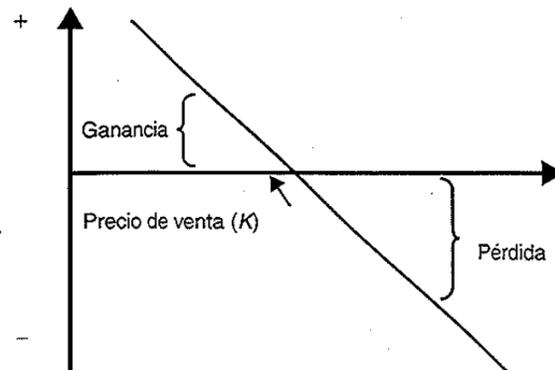


Figura 1.2 Posición corta en forwards/futuros

(a) Posición larga

(b) Posición corta

*Nota:* las gráficas muestran las curvas típicas del instrumento derivado tipo forward. Tomadas del libro del autor de Lara (2005).

Para valorar el precio de entrega del forward  $F$ , se considera estar afecto a una tasa de rendimiento del mercado  $r_m$ , para un tiempo de entrega en  $t = T$ , obteniendo un valor de  $F_{t=T}$ , el cual se calcula considerando al precio spot actual del activo en el momento de adquisición  $S_{t=0}$ , hacia el plazo de contrato en  $n$  períodos, en un tiempo de  $t = T$ , se obtiene según indica de Lara (2005), queda como se muestra:

$$F_{t=T} = S_{t=0}(1 + r_m)^n$$

Al precio se le pueden sumar otros costos operativos, como puede ser el costo del almacenaje, seguro, flete y otros que puedan afectar al activo durante el tiempo del contrato, denominado  $a$  y se le resta la tasa de los beneficios netos que podría obtenerse al mantener la posición del activo  $b$  (por ejemplo los dividendos si el activo fuera una acción o el rendimiento genérico del mercado), de modo que el contrato forward se expresará cómo:

$$F_{t=T} = S_{t=0}(1 + r_m + a - b)^n$$

Si se considera que la energía eléctrica no puede ser almacenada, además que para la valuación en el tiempo de entrega, sería conveniente utilizar el precio del spot del subyacente en  $t = T$ , por lo que la expresión genérica del forward, la cual también se aplica a los futuros según de Lara (2005) es:

$$F_T = S_T(1 + r_m - b)$$

Por último, el precio de utilidad o de ganancias y pérdidas, según sea la posición adoptara, será igual a  $k = S_T(r_m + a - b)$ .

### **2.6.2 La cámara de compensación y los márgenes de compensación**

Una Cámara de Compensación, llamada clearing house, actúa como intermediario en las transacciones de futuros dentro de un mercado organizado o ETD, garantizando el desempeño de las partes en cada transición. La cámara de compensación tiene una serie de miembros que deben contabilizar los fondos que se ejecutan durante las operaciones de intercambio, siendo estos los denominados corredores. Los corredores, que no son miembros de esta cámara y que quieren hacer transacciones en ella, deben canalizar sus negocios a través de un miembro activo. La tarea principal de la cámara de compensación es hacer un seguimiento de todas las transacciones que tienen lugar durante un día, para que pueda calcular la siguiente posición de cada uno de sus miembros (Hull, 2009).

La Cámara de Compensación requiere que un inversionista mantenga una cuenta denominada de margen con un corredor de cámara. Además, necesita que el corredor mantenga una cuenta de margen con un miembro de la cámara de compensación y que el miembro de la cámara de compensación, tenga una cuenta de margen con la cámara, siendo este último conocido como el margen de compensación. Las cuentas de margen para los miembros de la cámara de compensación se ajustan por las ganancias y pérdidas al final de cada día de negociación de la misma manera que las cuentas de margen de los inversionistas, elaborando lo que se conoce como marcar a mercado o mark-to-market.

Cada miembro de la cámara de compensación tiene margen igual al original o algún monto no negativo llamado margen de mantenimiento (Hull, 2009). Cabe resaltar que el margen inicial será un depósito monetario que se determina como un monto por contrato adquirido, afirmado por de Lara Haro (2005, pág. 31) como el monto “determinado mediante el concepto del valor en riesgo (VaR) y equivale a la pérdida potencial máxima como consecuencia de una variación de precios adversa”.

De esa cuenta, todos los días el saldo de la cuenta para cada contrato debe mantenerse en una cantidad igual al margen original multiplicado por el miembro de los contratos pendientes. Por lo tanto, dependiendo de las transacciones durante el día y los movimientos de precios, el miembro de la cámara de compensación debe agregar fondos monetarios a su cuenta de margen al final del día. De modo que si el saldo en la cuenta de margen llega a ser igual o menor al de mantenimiento, el inversionista puede hacer una llamada de margen, o margin call, la cual es una aportación extraordinaria a la Cámara de Compensación.

Al determinar los márgenes de compensación, la Cámara calcula el número de contratos pendientes tanto en términos brutos como netos. Cuando se utiliza la base bruta, el número de contratos es igual a la suma de las posiciones largas y cortas. Cuando se utiliza la base neta, se confrontan entre sí. Supongamos que el miembro de la cámara de compensación tiene dos clientes uno con una posición larga en 20 contratos, el otro con una posición corta en 15 contratos; el margen bruto calcularía el margen de compensación sobre la base de 35 contratos y el margen neto calcularía el margen de compensación sobre la base de 5 contratos (Hull, 2009).

### **2.6.3 Instrumentos tipo futuro**

Similar que los contratos tipo forward, un contrato futuro es un acuerdo entre dos partes para comprar o vender un activo, en un tiempo futuro y a un precio fijado con antelación (2005); la diferencia con el contrato forward, es que los contratos futuros son generalmente transados en un mercado organizado o ETD, lo cual facilita la negociación de estos contratos y proporciona un mecanismo de garantías para las partes interesadas. Según de Lara Haro, con estos contratos, las operaciones se liquidan a través de una Cámara de Compensación, siendo esta quien elimina el riesgo de contraparte como un intermediario. De tal modo, cada participante debe realizar un depósito monetario para garantizar que la transacción sea cumplida. Este depósito se denomina margen o aportación mínima inicial (de Lara, 2005).

En situaciones donde los movimientos de los precios son adversos al participante en el mercado y la aportación inicial mínima depositada originalmente no sea suficiente, la Cámara de Compensación emitirá una llamada de margen, como se definió en el apartado 2.6.2, que consiste en solicitar al tenedor del futuro un depósito adicional que cubra los montos mínimos establecidos por la propia Cámara. Si se incumple la llamada de margen, la Cámara ordenará al socio liquidador que cierre todas las posiciones en el mercado pertenecientes a la parte que está incumpliendo (de Lara, 2005).

La implementación de instrumentos financieros derivados tipo futuros no eliminan los riesgos relacionados a la fluctuación de precios del mercado, sino el riesgo lo transfiere de los agentes económicos que buscan la cobertura de los inversionistas que buscan realizar ganancias extras en función del riesgo que estén asumiendo (de Lara, 2005). Los inversionistas juegan un papel fundamental en los mercados de futuros y de opciones (que se verán en incisos siguientes) ya que proporcionan la liquidez necesaria para realizar operaciones fluidas en el mercado.

### **2.6.3.1 Fijación de precios del contrato de futuros**

La cobertura con los contratos de futuros se elaborará en una compra o venta del activo en una fecha inicial  $t = 0$  a un precio inicial del futuro  $f_0$ , el cual siempre se considerará mejor al precio spot. Esta compra o venta sustituirá por anticipado a la transacción que se pueda elaborar con un pago al contado, considerando entregar el activo en la fecha de expiración  $t = T$ , a un precio final del futuro  $f_T$ . Al momento de la adquisición, como afirma Alfonso de Lara (2005, pág. 22), “la Cámara de Compensación del mercado de derivados establece a los participantes del mercado márgenes por cada contrato de futuros. Ambos participantes, comprador y vendedor, deben realizar un depósito de buena fe para garantizar a la Cámara de Compensación el cumplimiento del contrato a su vencimiento”.

Además, de Lara (2005, pág. 21) afirma que “el precio pactado es fijado por el mercado a través de la postura más competitiva que se encuentre en el momento de realizar la operación”, implica que en muchos casos “los participantes en el mercado no mantienen los contratos pactados hasta el final, ya que prefieren cerrar su posición antes del vencimiento. Cerrar la posición significa realizar la operación contraria a la originalmente pactada”. Entonces, dentro del proceso de fijación de precios de los contratos derivados de futuros, el comprador del activo se anticipa y compra el futuro en  $t = 0$  si considera que el precio de oportunidad irá al alza en la fecha  $t = T$ , tomando en este caso la posición larga, esto es  $f_T < S_T$ . Por el otro lado, el vendedor del activo venderá los contratos de futuros, asumiendo que el precio de oportunidad irá a la baja, tomando la posición corta, esto es  $f_T > S_T$ . De esa cuenta la valuación del costo del futuro vendrá por la expresión similar a la de un contrato forward.

$$f_T = S_T(1 + r_m - b)$$

La cobertura con contratos futuros dependerá de la relación entre los precios de contado y el precio de futuros, en el momento en que dicha cobertura se ejecute, y del fortalecimiento o debilitamiento de la base a lo largo de la vida de la cobertura. Los contratos futuros y contratos forward tienen precios de los activos fijados por adelantado, pero se diferencian por las siguientes cuatro características:

- Las ganancias o pérdidas diarias producto de los movimientos de precios del futuro son inmediatamente ajustadas por las partes a través del procedimiento del ajuste o compensación mark-to-market.
- En un contrato de futuros, se exige depositar un monto monetario inicial para asegurar que ambas partes respetarán el contrato y este será manejado por una Cámara de Compensación.
- El contrato de futuros es estandarizado y transado en bolsas organizadas, las cuales son las responsables de asumir la contraparte de cada

transacción, con lo cual se elimina el riesgo de no pago que podría existir con un contrato forward.

- Los contratos futuros no especifican una fecha para que se realice la entrega física del activo, cuando sí lo hacen los forwards; no obstante, especifican un período de entrega del activo.

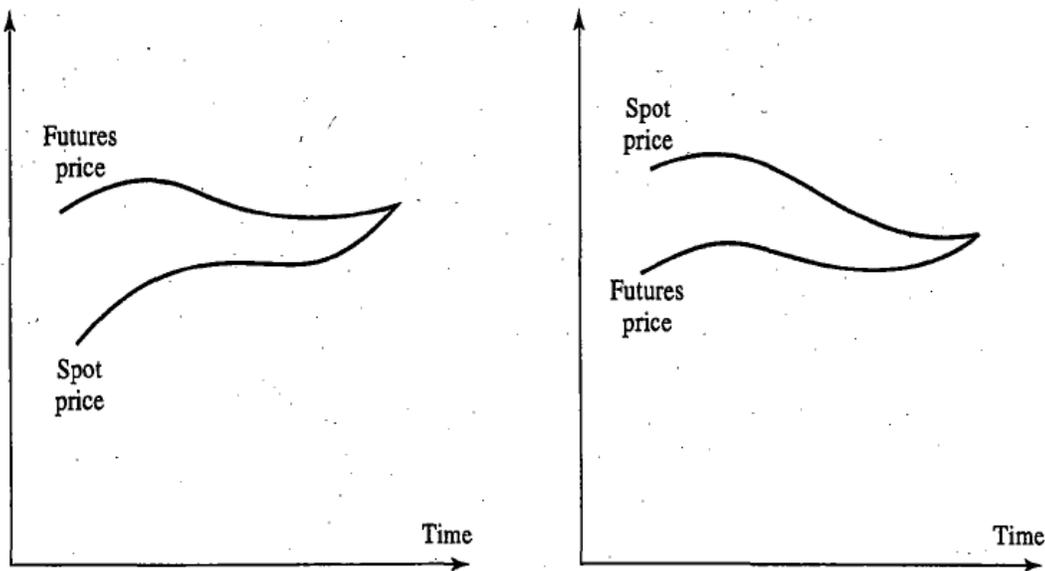
### 2.6.3.2 Riesgo de contraparte

Los contratos futuros eliminan el riesgo de contraparte, denominado así al riesgo de no pago por una de las partes, situación que sí se puede presentar en un instrumento tipo forward. Esto cobra especial importancia si existen inversionistas interesados en transar este tipo de contratos con fines especulativos. La incorporación de un ajuste diario al mercado de estos contratos posibilita que las pérdidas o ganancias sean transferidas a las partes en forma inmediata, lo que permite que el contrato sea cerrado en cualquier minuto sin crear pérdida a alguna de las partes. La exigencia de un depósito de garantía tiene por objetivo restringir la entrada al mercado a agentes que no posean la capacidad de crédito suficiente como para asegurar que cumplirán con sus obligaciones (Hull, 2009).

A medida que se acerca el período de entrega de un contrato de futuros, el precio de los futuros converge al precio spot del activo subyacente. Cuando se alcanza el período de entrega, el precio de futuros es igual o muy cercano al precio spot. En la **Figura 13** se ejemplifica este concepto. Primero, suponemos que el precio de futuros está por encima del precio spot durante el período de entrega (a). Acá los participantes tienen una clara oportunidad de arbitraje, ya sea vendiéndolo en corto, el activo sea comprado por otro agente o que se ejecute la entrega física; siendo seguro que cualquiera de estas decisiones conducirá a una ganancia igual a la cantidad por la cual el precio de futuros supera el precio spot (Hull, 2009).

### Figura 13

*Convergencia hacia el precio spot utilizando instrumentos tipo futuros*



(a) El precio del futuro por arriba del spot. (b) precio del futuro debajo del spot

*Nota:* Las gráficas muestran las curvas de la convergencia de precios de los futuros y del precio spot. Tomado del libro de Hull (2009).

A medida que los participantes aprovechan esta oportunidad de arbitraje, el precio de futuros tenderá a caer. Supongamos ahora que el precio de futuros está por debajo del precio de spot durante el período de entrega. Las empresas interesadas en adquirir el activo encontrarán que es atractivo celebrar un contrato de futuros en largo y luego esperar a que se realice la entrega (de Lara, 2005). A medida que lo hacen, el precio de los futuros tenderá a aumentar, resultando que el precio del futuro está muy cerca del precio spot durante el período de entrega, siendo esto la parte (b) de la **Figura 13**; ocurriendo en ambos escenarios, la convergencia del precio de futuros con el precio spot.

Entonces, a medida que se acerca la fecha de expiración del contrato futuro, la prima de riesgo exigida por los inversionistas disminuye, posibilitando la predicción del precio spot con una mayor seguridad. Por lo tanto, el riesgo de precio futuro del activo en  $t = T$ , asociado a la incertidumbre, se reduce dentro del precio del futuro,

provocando lo mostrado en la **Figura 13 (a) y (b)**, como la convergencia del valor futuro hacia el precio spot, esto es que  $f_T = S_T$ ; posibilitando entonces la realización de una cobertura efectiva. Para la situación de la cobertura corta de un contrato futuro, el pago final que se recibirá cuando el futuro llegue a su fin será:

$$Pago\ Final = S_T - f_T + pago\ inicial = S_T - f_T + f_0 = f_0$$

### 2.6.3.3 La base de instrumentos futuros

En la práctica, la cobertura a menudo no es tan sencilla debido a los siguientes tres aspectos: que el activo cuyo precio debe cubrirse puede no ser exactamente el mismo que el activo subyacente al contrato de futuros; que el pago para quien aporta la cobertura (denominado hedger), no tiene una fecha exacta en la que se comprará o venderá el activo; o que la cobertura puede requerir que el contrato de futuros se cierre antes de su mes de entrega; dando lugar al denominado riesgo de base. La base se expresa de la siguiente manera (de Lara, 2005):

$$B_T = S_T - f_T$$

La base teóricamente debería ser 0 en la fecha de expiración, pero debido a que el precio spot y el precio del futuro no necesariamente cambiarán en la misma magnitud, existirá un pago hacia el hedger. Según Hull (2009), un aumento en la base se conoce como un fortalecimiento de la base (strengtening of the basis); una disminución en la base se conoce como un debilitamiento de la base (weakening of the basis).

Teniendo en cuenta que el riesgo de base puede llevar a mejorar o a empeorar la posición de un hedger, se hacen las siguientes consideraciones: una cobertura corta ocurre cuando la base se fortalece (es decir, aumenta la cobertura), mejorando la posición del hedger. Si la base se debilita (es decir, disminuye la cobertura), la posición del hedger podrá dificultarse. Para una posición larga, la lógica será

contraria: si la base se fortalece, la posición del hedger se dificulta; si la base se debilita, la posición del hedger mejora (Hull, 2009).

#### 2.6.4 Instrumentos tipo opciones

Las opciones son instrumentos financieros derivados que se pueden transar tanto en el mercado Exchange Traded Derivatives ETD, como en el mercado Over-the-Counter OTC, siendo este último el más riesgoso, debido a que la contraparte puede fallar en la completación de las transacciones (Stoft, Belden, Goldman, & Pickle, 1998). De esa cuenta, se considera en el presente trabajo el funcionamiento de los instrumentos tipo opciones dentro de un mercado organizado.

Estos instrumentos entregan a su poseedor el derecho, pero no la obligación, de comprar o de vender según sea el caso, el activo subyacente, dentro de un tiempo denominado fecha de expiración, llamado maturity, en  $t = T$ , a un precio fijado denominado precio de ejercicio  $K$ . La opción o el derecho a realizar la transacción otorga un valor financiero a la opción llamado prima  $C$ . El comprador de la opción paga un precio por ésta al momento de acordar la transacción con el derivado, igual al costo de la prima (Hull, 2009).

De Lara Haro (2005, pág. 23) afirma que “los contratos de opciones se diseñaron para que el comprador de la opción se beneficie de los movimientos del mercado en una dirección, pero no sufra pérdidas como consecuencia de movimientos del mercado en la dirección contraria”. En el mercado se transan dos tipos de opciones, las que consideran la opción a compra o *Call Options* y las que consideran la opción de venta o *Put Options*.

Comparando estos instrumentos con los derivados tipo futuros implican que estos pueden ejecutar cuatro tipos de operaciones primarias, siendo estas:

- ✓ Compra de opción de compra call, con la posición financiera larga.
- ✓ Venta de opción de compra call, con la posición financiera corta.

- ✓ Compra de opción de venta put, con la posición financiera larga.
- ✓ Venta de opción de venta put, con la posición financiera corta.

Dentro de las transacciones de instrumentos tipo opciones, la parte compradora de la opción tendrá el derecho, pero no la obligación de comprar (call) o vender (put) el activo según sea pactado; mientras que el vendedor de la opción solamente tendrá la obligación de vender (call) o de comprar (put) el activo. Dicha diferencia de derechos y obligaciones genera la existencia del monto de prima  $C$ , implicando ser el importe que pagará el comprador de la opción al vendedor de esta. El precio de ejercicio de una opción call  $K_c$ , genera una posición compradora del subyacente para el tenedor de la opción compradora y una posición vendedora para el vendedor de la opción. El ejercicio de una opción put  $K_p$ , en cambio, genera una posición vendedora del subyacente para el tenedor de la put y una posición compradora para el vendedor de la put (Hull, 2009).

#### 2.6.4.1 Opción a compra, call option

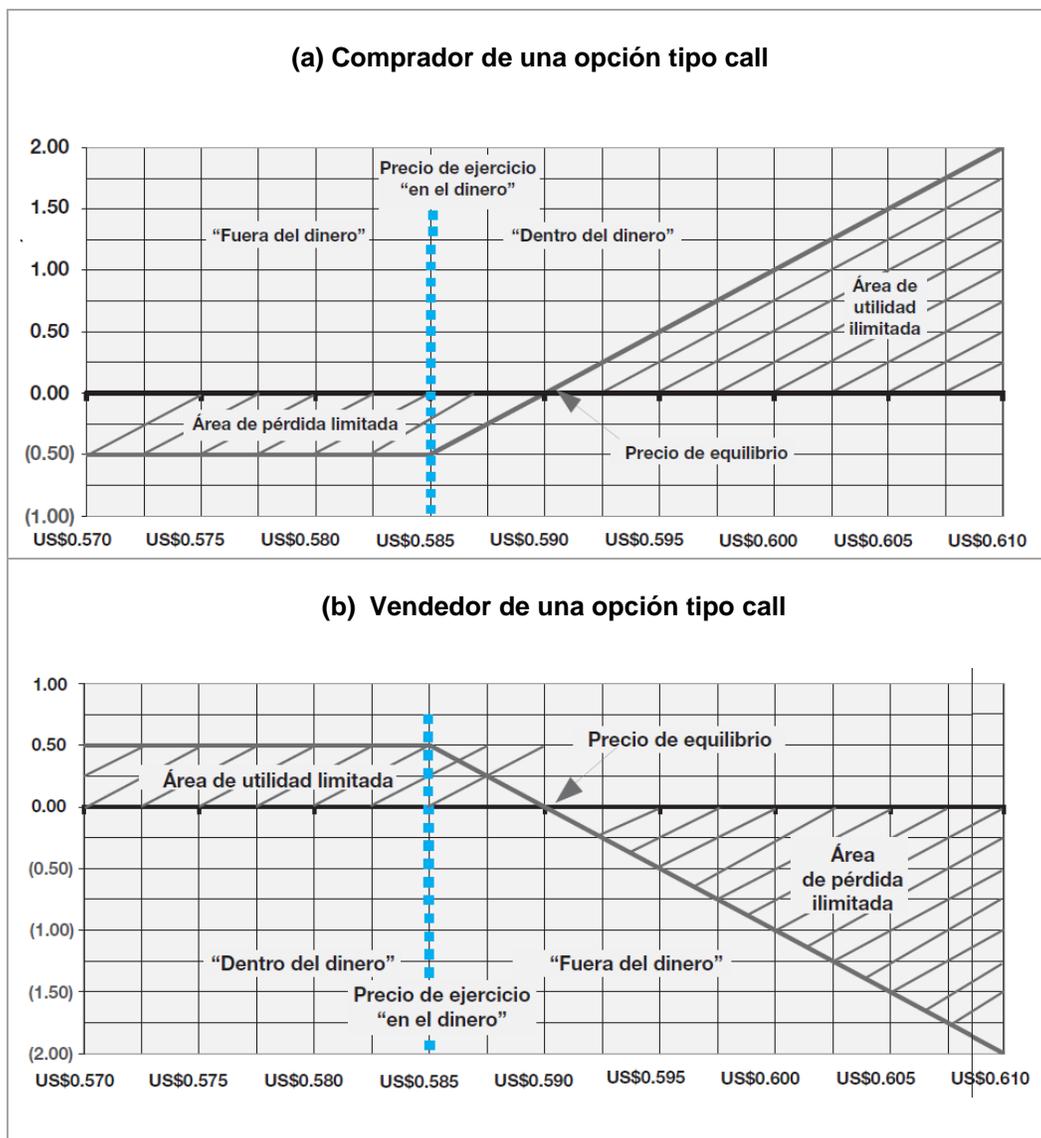
Una opción a compra o tipo call, otorga al poseedor de ésta (denominado tenedor) el derecho a comprar el subyacente en  $t = T$  a un precio llamado precio de ejercicio de la opción call  $K_c$ , pero no se le impone la obligación de ejecutarla, esto por ejemplo si el precio en el mercado es suficientemente alto o supera al precio de ejercicio. Según Eiteman et al. (2011) la utilidad  $U_{call}$  será la diferencia entre el precio spot respecto al precio de ejercicio y de la prima de pago,  $U_{call-compra} = S_T - (K_c + C)$ . Ahora bien, si la opción a compra es vendida por el tenedor, este tendrá una función de utilidad considerando la prima menos la diferencia del precio spot y el precio de ejercicio, esto es  $U_{call-vende} = C - (S_T - K_c)$ .

La **Figura 14** muestra las funciones de ganancia para el comprador y del vendedor de una opción call, en función del precio spot. Entonces, si se busca cubrir la posición larga de una opción call, se obtendrán ganancias cuando el precio spot del activo subyacente incrementa **(a)**, ya que le es más conveniente ejercer la opción

que comprar en el mercado spot. Cuando se toma la posición corta, el vendedor de una opción call obtiene una ganancia igual a la prima recibida, siempre y cuando la opción no sea ejercida **(b)** (Eiteman, Stonehill, & Moffett, 2011).

**Figura 14**

*Representación de la función de ganancia de la opción call*



*Nota:* las gráficas muestran las curvas de la función de opciones tipo call. Tomado del libro de Eiteman et al. (2011).

Es importante destacar que el comprador de una opción call tiene una pérdida acotada por el valor de la prima  $C$ , mientras que las ganancias no tienen cota superior. Para el vendedor de una opción call la situación es a la inversa, ya que las ganancias están acotadas por el precio de la prima  $C$ , mientras que las pérdidas no están acotadas y pueden ser, teóricamente, infinitas (Eiteman, Stonehill, & Moffett, 2011).

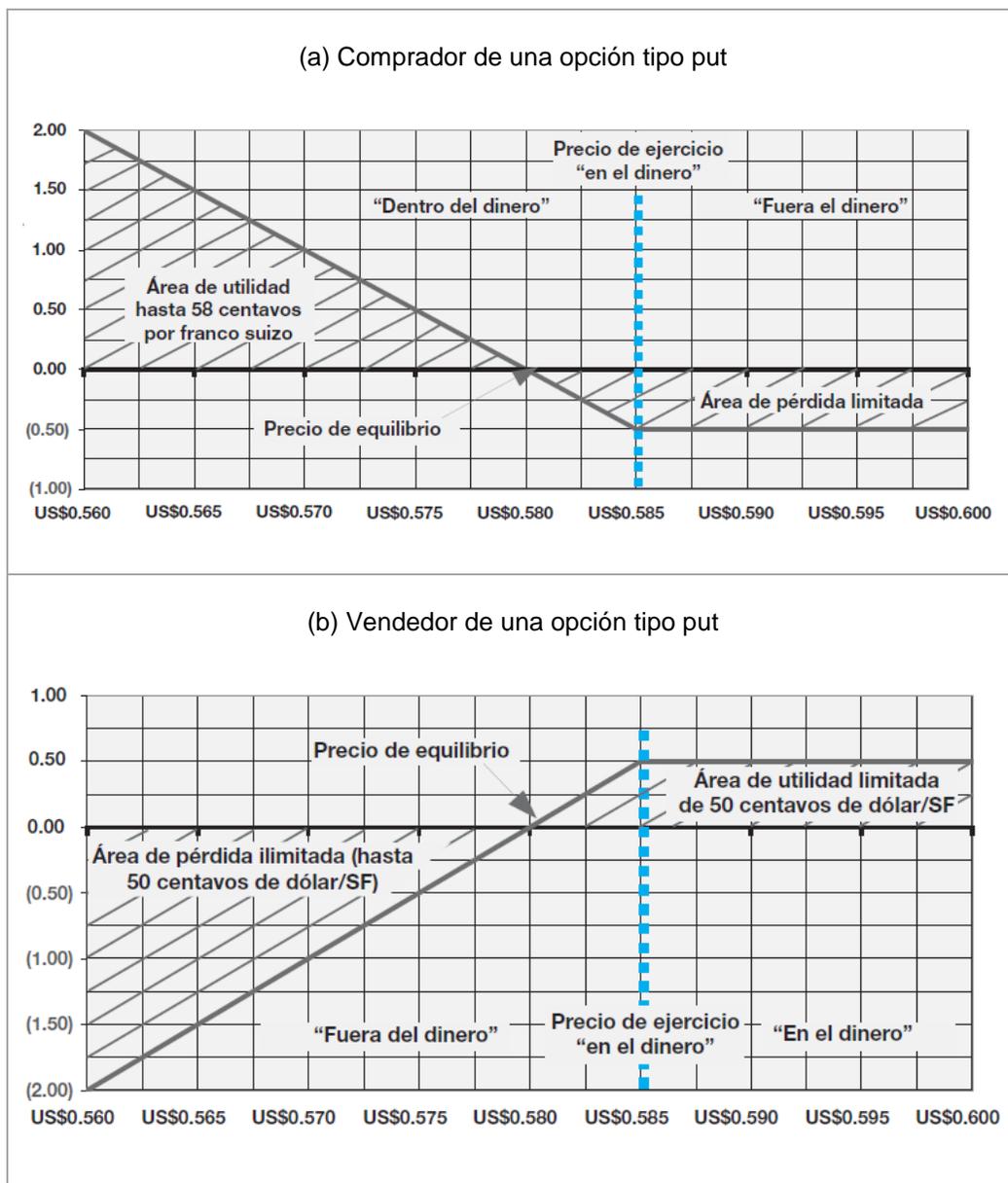
#### 2.6.4.2 Opción a venta, put option

Una opción a venta o tipo put, otorga al tenedor el derecho de vender el subyacente en  $t = T$  a un precio de ejercicio de la opción tipo put  $K_p$ , pero no se le impone la obligación a ejecutar la venta, esto por ejemplo si el precio en el mercado es suficientemente bajo, o menor al precio de ejercicio. Según Eiteman et al. (2011) la utilidad  $U_{put}$  será la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio spot más la prima,  $U_{put-compra} = K_c - (S_T + C)$ . Ahora bien, si la opción a compra es vendida por el tenedor, este tendrá una función de utilidad considerando la prima menos la diferencia del precio de ejercicio y el precio spot, esto es  $U_{put-vende} = C - (K_c - S_T)$ .

La **Figura 15** muestra las funciones de ganancia para el comprador y del vendedor de una opción put, en función del precio spot. Entonces, si se busca cubrir la posición larga de una opción put, se obtendrán ganancias cuando el precio spot del activo subyacente disminuye **(a)**, y al incrementar el precio spot, le será más conveniente ejercer la opción que comprar en ese mercado. Cuando se toma la posición corta, el vendedor de una opción call obtiene una ganancia igual a la prima recibida, siempre y cuando la opción no sea ejercida **(b)** (Eiteman, Stonehill, & Moffett, 2011).

#### Figura 15

*Representación de la función de ganancia de la opción put*



*Nota:* las gráficas muestran las curvas de la función de opciones tipo put. Tomado del libro de Eiteman et al. (2011).

El comprador de una opción tipo put, obtiene ganancias cuando el precio del activo subyacente baja, ya que le es más conveniente ejercer la opción y vender a precio  $K_p$ , que vender en el mercado spot. El vendedor de una put obtiene una ganancia igual a la prima recibida  $C$ , siempre que la opción no sea ejercida. Es importante

destacar que el comprador de una opción put, a diferencia del comprador de una opción call, tiene una ganancia acotada por el precio de ejercicio  $K_p$ , mientras que las pérdidas están acotadas por el valor de la prima  $C$ .

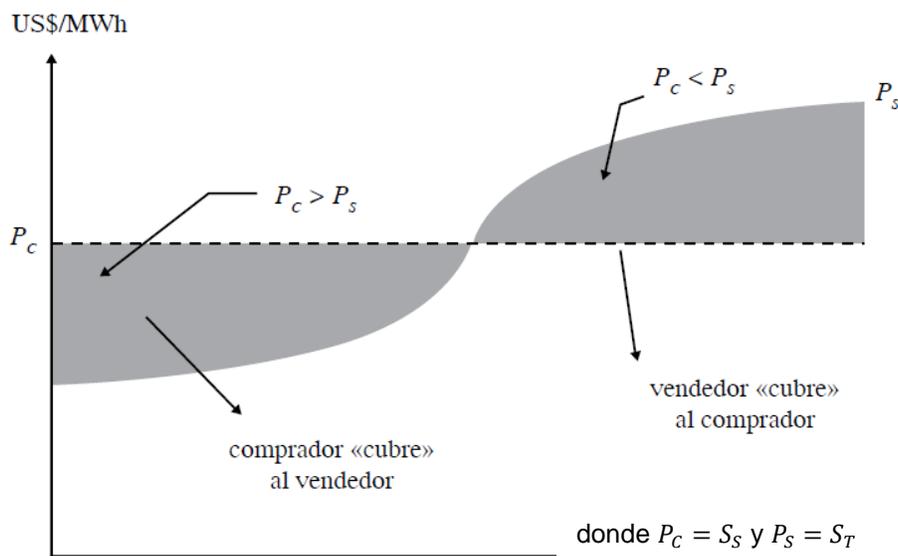
### 2.6.5 Otros instrumentos financieros derivados

Existen otros instrumentos derivados utilizados para Commodities energéticos, como el swap. Este instrumento tipo swap es un acuerdo negociado entre dos partes que consiste en intercambiar las exposiciones de riesgo de precios específicos, durante un período de tiempo predeterminado. Estos se utilizan ampliamente en los mercados de Commodities como gas y petróleo y se introdujeron en los mercados eléctricos en 1995 (Stoft, Belden, Goldman, & Pickle, 1998). Los swaps de precios se comercializan generalmente en los mercados OTC y son poco frecuentes en los mercados ETD, cumpliendo una función económica similar que los contratos de futuros.

La gestión de este instrumento se detalla en la **Figura 16**, indicando que, dependiendo del período temporal de contrato, una de las partes estará aplicando cobertura a la otra asumiendo la diferencia de precios del mercado spot  $S_T$  y del precio del swap  $S_S$ , como indica Alfredo Dammert et al., en la obra Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico (2008). En los períodos temporales en que el spot está por arriba del precio swap  $S_T > S_S$ , el vendedor (el Generador) estará aplicando cobertura de picos de precios spot al comprador, ya que le asegura un precio más bajo del que habría obtenido al comprar en el mercado spot. En los períodos contrarios, esto es, cuando el precio del mercado spot está por debajo del precio del swap  $S_T < S_S$ , el comprador estará aplicando cobertura al vendedor (el Generador) de los precios bajos que hubiera obtenido al comprar en el mercado spot. El presente instrumento financiero no será analizado dentro de este estudio.

#### **Figura 16**

*Cobertura del riesgo del precio spot mediante contratos swap*



*Nota:* la curva muestra los precios de operaciones con instrumentos tipo swap.  
Tomado del libro de Dammer et al. (2008).

### 2.6.6 Gestión del riesgo de Sector Mayorista por medio de instrumentos financieros derivados del precio de la energía eléctrica

Según Stoff et al. (1998), si se considera desarrollar o no políticas sobre el uso de instrumentos financieros derivados para gestionar la exposición al riesgo del precio de la energía eléctrica en un Sector Mayorista de electricidad, los reguladores deben comprender primeramente los derivados de tarifas eléctricas sobre los contratos de futuros, así como las formas en que se utilizan estos para mitigar el riesgo o volatilidad sobre los cambios del precio de oportunidad o precios spot. De esa cuenta, este autor describe los cuatro tipos de instrumentos derivados revisados en los incisos anteriores, los cuales son utilizados comúnmente en los mercados energéticos más avanzados.

En resumen, en mercados competitivos el riesgo al cual se enfrenta cada agente del sistema eléctrico es distinto, ya que dependerá del papel que desarrolle dentro del mercado. Un generador generalmente ostenta la posición larga, ya que se beneficia en el aumento de los precios de la energía eléctrica; un comercializador

tendrá una posición corta o larga, dependiendo de la gestión que realice; si compra energía eléctrica a un precio fijo antes de tener fijado el precio de venta a los clientes, adquiere una posición larga; si por otro lado vende la energía antes de comprarla en el mercado, adopta una posición corta. Los consumidores generalmente están en la posición corta, ya que se beneficiarán si los precios disminuyen (Stoff, Belden, Goldman, & Pickle, 1998).

#### **2.6.6.1 Cobertura de riesgos**

La cobertura de riesgos, denominada hedging, es uno de los aspectos relevantes de los instrumentos financieros derivados como se describió en los apartados anteriores, dado principalmente para cubrir activos y pasivos financieros, a través de los cuales mitigan los riesgos ante pérdidas, tanto por variación negativa de un pasivo, o por sobrevaloración de un activo, que no le permita a la empresa cumplir con los contratos firmados con clientes en un tiempo futuro, según la Norma NIC 39 (2010). De Lara (2005) indica también que los productos derivados son útiles para quien desea mitigar o cubrir el riesgo de variaciones en los precios de los activos.

Las operaciones de cobertura se elaboran entonces por el deseo de reducir o eliminar el riesgo que se deriva de la fluctuación del precio del activo subyacente, en un tiempo futuro. De esa cuenta y como regla general, una posición compradora (también llamada posición larga) de un activo, será cubierta con una posición vendedora (llamada posición corta) dentro de un mercado de instrumentos financieros derivados. La situación operacional inversa sería que, una posición vendedora o corta del activo, se cubrirá con una posición compradora o larga en el mercado de derivados (de Lara, 2005). La cobertura será efectiva en la medida que los cambios de precios de los activos cubiertos estén más correlacionados con los cambios de los precios de los instrumentos financieros. De esta manera, la pérdida en una posición (larga o corta) se compensará parcial o totalmente por el beneficio de la otra posición, siempre y cuando estas sean opuestas (NIC 39, 2010).

Para ejemplificar la cobertura, Hull (2009) explica que cuando una persona o empresa elige utilizar un instrumento financiero de futuro para cubrir un riesgo, el objetivo suele ser tomar una posición que neutralice el riesgo en la medida de lo posible. Entonces, si se considera una compañía que sabe que ganará \$ 10,000 por cada aumento de 1 centavo en el precio de un producto en los próximos 3 meses y que perderá \$ 10,000 por cada disminución de 1 centavo en el precio durante el mismo período; para cubrirse, el financiero de la compañía deberá tomar una posición corta de futuros diseñada para compensar este riesgo.

La posición de futuros debería conducir a una pérdida de \$ 10,000 por cada aumento de 1 centavo de dólar en el precio del producto durante los 3 meses y una ganancia de \$ 10,000 por cada disminución de 1 centavo en el precio durante este período. Si el precio de la mercancía baja, la ganancia en la posición de futuros compensa la pérdida en el resto de los negocios de la compañía. Si el precio del producto sube, la pérdida en la posición de futuros se compensa con la ganancia en el resto del negocio de la compañía.

De Lara Haro (2005) enfatiza entonces, que para que un mercado de derivados tenga éxito, es necesario que exista un mercado físico y ordenado que transe los activos al contado por medio de la libre competencia, de tal modo que el comportamiento de los precios en el mercado de oportunidad estará vinculado con los precios en un mercado de futuros. De esa cuenta, en el mercado de derivados siempre existirá un precio de oportunidad o spot  $S_T$ , que se tomará de referencia para los cálculos de las ganancias o pérdidas de estos instrumentos.

#### **2.6.6.2 Modelo de mercados de commodities energéticos de referencia**

En Latinoamérica, Colombia modificó su legislación energética en los años del 2004 al 2008, al ser un mercado regulado era similar a la de Guatemala; esa modificación creó la Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia, adscrita a la Bolsa de Valores de Colombia, con la finalidad de implementar los instrumentos derivados

de energías, creando en el año 2010 a DERIVEX, S.A.; siendo este el administrador del Mercado de Derivados Estandarizados de Commodities Energéticos, cuyos activos subyacentes sean energía eléctrica, gas combustible y/u otros commodities energéticos. Para el año 2011 esta institución elaboró un total de 158,000 contratos de distintos tipos de instrumentos derivados en su primer año de vida (DERIVEX, S.A., 2011).

El mercado de derivados de Colombia gestiona contratos estandarizados, los cuales tienen características homogéneas previamente definidas en cuanto al tamaño, fecha de vencimiento, al método de liquidación y al precio de liquidación a su vencimiento. La operación de este mercado cuenta con 24 contratos listados, es decir, 24 vencimientos mensuales para realizar coberturas en un mes particular o en bloques de meses hasta por dos años. De esta manera se puede fijar el precio de la energía eléctrica a comprar o vender, según la necesidad de cada uno de los agentes y usuarios expuestos a la volatilidad de los precios de la energía.

El precio con el que se liquida al vencimiento cada contrato es el precio en la Bolsa de energía, el precio promedio diario del respectivo mes de liquidación expresado en \$/kWh y el cual es publicado por el administrador del Mercado de Energía Mayorista y operador del Sistema en Colombia. De esa cuenta todos los agentes y usuarios dentro de la Bolsa de energía pueden protegerse ante la variación constante del precio de la energía y la incertidumbre del valor de la cotización para la fecha que deben recibir o realizar el pago por medio de estas estrategias de protección, llamadas cobertura. Las coberturas que maneja DERIVEX se ejecutan a través de instrumentos futuros y opciones, los cuales otorgan alternativas para gestionar el riesgo de mercado de Commodities colombiano (DERIVEX, S.A., 2011).

## **2.7 Herramientas computacionales**

En la actualidad, las herramientas computacionales son utilizadas en casi todos los ámbitos, como en las ciencias exactas, en economía, medicina, entre otras

disciplinas. Generalmente, para la elaboración de análisis que contemplen cálculos complejos e iterativos se pueden generar modelos computacionales cuya finalidad será la de explicar la ocurrencia de ciertos procesos o fenómenos que se desean comprender, justificar o concluir. Normalmente el medio utilizado para plasmar esa información obtenida son las hojas de cálculo o sistemas computacionales de programación (Evans & Olson, 2002).

Los modelos de simulación pueden ser empleados para obtener, por ejemplo, el ajuste a una determinada distribución de probabilidad de una serie de datos históricos, con la necesidad de poder predecir el comportamiento futuro en base a hechos pasados. Para el caso de los mercados de electricidad, algunas de estas variables pueden ser el precio del activo, el consumo de energía por parte de los usuarios, las utilidades adquiridas para un agente participante, entre otras (Mun, 2012).

### **2.7.1 Simulación de situaciones de riesgo e incertidumbre**

En la actualidad, las simulaciones se aceptan tanto en los ámbitos académicos como en el mundo de los negocios, para predecir, explicar, entrenar y ayudar a identificar soluciones óptimas a problemas. Algunas herramientas de simulación ofrecen valiosas mejoras en cuanto a profundidad de análisis a la hora de evaluar una situación de incertidumbre (Evans & Olson, 2002). Además de obtener un análisis y entendimiento más completo de la situación y del riesgo involucrado, también superan algunas limitaciones propias de los enfoques tradicionales en los que no se utilizan estas herramientas.

Existen dos elementos de importancia para la realización de una simulación. Por una parte, está la identificación de las distribuciones de probabilidad apropiadas para los datos, donde se requiere analizar información histórica y ajustarla a alguna distribución. Existen además algunos casos en los que la información no está disponible y es en estos casos en lo que quien construye el modelo de simulación

debe hacer uso de su juicio personal para determinar qué distribución utilizar. Por otro lado, la simulación genera una cadena de números aleatorios que pueden ser reproducidos posteriormente. Esto es de vital importancia para el éxito en la simulación (Evans & Olson, 2002).

### **2.7.2 Módulo de complemento de Excel Simulador de Riesgo**

*Risk Simulator* (Simulador de Riesgo en español) es una herramienta computacional, tipo módulo o complemento (add-in) del programa computacional Excel de Microsoft. Este complemento es utilizado para la simulación, predicción, análisis estadístico y optimización de modelos de hojas de cálculo de Excel. Esta herramienta elabora cálculos de simulación sobre predeterminados procesos matemáticos y estadísticos, como lo son la simulación Monte Carlo y el modelo de Optimización; así como de otras herramientas estadísticas, análisis de predicción de series temporales y de estudios transversales, como son los elaborados dentro de análisis demográficos y de ciencias de salud, llamados estudios transversales (Mun, 2012).

### 3. METODOLOGÍA

La Metodología contiene la explicación en detalle de qué y cómo se hizo para resolver el problema de la investigación relacionado con la gestión de la exposición al riesgo de mercado del sector mayorista de electricidad de Guatemala, por medio de la implementación de instrumentos financieros derivados del precio de la energía eléctrica. El contenido del capítulo incluye: definición del problema; el objetivo general y los objetivos específicos; la hipótesis y especificación de las variables; el método científico y las técnicas de investigación documental y de campo utilizadas. En general, la metodología presenta el resumen del procedimiento utilizado en el desarrollo de la investigación.

#### 3.1 Definición del problema

En Guatemala, el Mercado Mayorista de electricidad es el sector en el cual acuden las organizaciones que se dedican a las actividades eléctricas para elaborar transacciones económicas y operativas inherentes a la actividad. Los participantes de este mercado se denominan agentes del Mercado Mayorista. Estos agentes se agrupan en generadores, transportistas, distribuidores y comercializadores de energía eléctrica; así como las organizaciones que necesitan consumir energía eléctrica, denominados grandes usuarios.

Según datos del Administrador del Mercado Mayorista (AMM, 2020) los agentes generadores tuvieron una potencia instalada efectiva a nivel país de 3,412.693 MW en el año 2018 y suplieron la oferta de energía eléctrica por un total de 12,522.39 GWh; existiendo además una importación de energía del mercado regional más un componente de desviaciones, las cuales proveyeron un consumo total de energía por 13,348.12 GWh para el sistema nacional interconectado y para las exportaciones de energía. De la referida oferta, el 88.07% se transó en el mercado a término y el 11.93% se vendió en el mercado de oportunidad, con un costo spot promedio de \$62.46/MWh. El crecimiento total de producción de energía eléctrica

incrementó un 27.24% para el año 2018, como referencia del año 2014; pero el crecimiento del mercado spot para el mismo rango de años fue -19.09% y el mercado a término creció un 43.64%; considerando que, a pesar de existir crecimiento global, la volatilidad del precio de la energía provoca que la mayoría de los agentes del sector mayorista formulan contratos bilaterales enmarcados dentro de la regulación del Sector.

El problema de investigación financiero identificado dentro del Sector Mayorista de electricidad radica en el creciente riesgo de mercado al que están expuestos sus participantes, debido a la volatilidad de los precios de la energía transada, producto de los cambios climáticos y por la variación de los precios de los Commodities estratégicos, como el petróleo y otros combustibles, utilizados para la generación de la energía eléctrica.

La propuesta de solución teórica que se plantea al problema de investigación financiero del Sector Mayorista de Electricidad se refiere a la necesidad de implementar instrumentos financieros derivados, del tipo forward, futuros y opciones dentro del Sector, con la finalidad de gestionar la exposición al riesgo de mercado al que están expuestos los agentes del Mercado Mayorista de Guatemala.

## **3.2 Objetivos**

Los objetivos constituyen los propósitos o fines que se pretenden alcanzar con la investigación financiera en el sector mayorista de electricidad.

### **3.2.1 Objetivo general**

Determinar propuestas de implementación de instrumentos financieros derivados del precio de la energía eléctrica dentro del Sector Mayorista de electricidad de Guatemala para gestionar el riesgo de mercado.

### **3.2.2 Objetivos específicos**

1. El riesgo de mercado del Sector Mayorista de electricidad puede medirse con técnicas estadísticas paramétricas y no paramétricas.
2. Es posible la implementación de instrumentos financieros derivados sobre las transacciones que elaboran los agentes de un sistema eléctrico.
3. La aplicación de instrumentos financieros derivados de energía eléctrica, dentro del Mercado Mayorista de electricidad, puede gestionar la exposición del riesgo del mercado.

### **3.3 Hipótesis**

La hipótesis planteada fue la siguiente:

Hi: La utilización de instrumentos financieros derivados del precio de la energía eléctrica como activo subyacente, dentro de las transacciones económicas que se elaboran dentro del Sector Mayorista de electricidad de Guatemala, permite gestionar la exposición al riesgo de mercado y proveen cobertura financiera para las fuerzas participantes del Sector.

#### **3.3.1 Especificación de variables**

La especificación de variables de la hipótesis es la siguiente:

##### **Variable Independiente**

1. El precio de la energía eléctrica como activo subyacente.

##### **Variabes Dependientes**

1. Instrumentos financieros derivados de energía eléctrica.
2. El riesgo de mercado del sector mayorista de electricidad.

### 3. Cobertura financiera.

#### **3.4 Diseño de investigación**

La presente investigación, relacionada con la gestión de la exposición al riesgo de mercado del sector mayorista de electricidad por medio de implementación de instrumentos financieros derivados de energía eléctrica, se fundamenta en la aplicación del método científico, ya que se consideró evaluar la problemática en base de una explicación tentativa otorgada por medio del planteamiento de una hipótesis causal.

El tipo de diseño utilizado en la investigación fue no experimental, debido a que no se intervino de forma directa sobre la naturaleza de las variables analizadas, porque los fenómenos ocurrieron en tiempo pasado. El diseño de investigación fue transeccional causal ya que se describió la relación entre las variables de análisis. Debido a que el fenómeno analizado ocurrió en un lapso de tiempo dado, se consideró elaborar un enfoque cuantitativo el cual utilizó la técnica de recolección de datos para elaborar una medición numérica y un análisis estadístico. Su finalidad fue la de establecer patrones de comportamiento que se confrontaron con las bases teóricas, de esa cuenta la dimensión temporal del estudio es transversal.

El alcance de la investigación fue causal ya que se analizaron las causas y efectos de las variables dependientes de estudio con base en la observación ante el comportamiento de la variable independiente. La perspectiva teórica inició con la revisión analítica de la literatura asociada al problema de estudio, que se incluye en las técnicas de investigación documental, como lo son la revisión de reportes de evaluación y diagnóstico por medio de tesis de otras latitudes, revisión de libros, artículos conceptuales teóricos de metaanálisis con las investigaciones del mercado eléctrico de Colombia; posteriormente se construyó un marco teórico referencial y se adoptó la teoría que podría demostrar la solución a la problemática.

### 3.5 Método científico

El método científico es el fundamento de la presente investigación relacionada con la determinación del riesgo de mercado del sector mayorista de electricidad de Guatemala. A través del método científico se busca verificar y comprobar los objetivos de investigación necesarios para generar las propuestas relacionadas a la implementación de instrumentos financieros derivados de energía eléctrica como medio para gestionar la exposición al riesgo referido.

La unidad de análisis fueron los participantes del sector denominado Sector o Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala que consumen energía eléctrica dentro de las transacciones de venta y compra al precio de oportunidad promedio diario, para los años comprendidos del 2014 al 2018.

El procedimiento planificado que se utilizó para brindar respuesta a las interrogantes planteadas sobre los objetivos de estudio consideró la construcción de las siguientes tres fases:

1. **Fase indagatoria:** se elaboró primeramente una recolección de aspectos bibliográficos con la finalidad de determinar la base teórica que podría sustentar una solución a la problemática planteada por la hipótesis y por ende la respuesta a los objetivos de la investigación. De esa cuenta se determinó que la recolección de datos para los análisis debía ser únicamente de fuentes secundarias, como se describe en el apartado de técnicas de investigación de campo. Se identificó la ubicación de fuentes teóricas y los tipos de datos necesarios para la investigación, con el propósito de recolectarlos y analizarlos.

La segunda parte de esta fase consideró la construcción de instrumentos de medición basados en la línea teórica adquirida, donde se determinaron los métodos prácticos necesarios para medir y operacionalizar las variables. La tercera parte consideró la identificación del dominio de las variables a medir

y sus indicadores, otorgando indicadores de comparación. Seguidamente, se adaptaron los fundamentos teóricos al contexto de la investigación, para elaborar el diseño de las variables de la investigación. Posterior a estas fases, se procedió a construir el instrumento adaptado, el cual generó todos los reactivos de análisis, la categorización de posibles resultados respecto a sus indicadores y en la definición de las escalas de medición.

2. **Fase demostrativa:** Se utilizó el procesamiento y análisis de los datos recabados de las fuentes secundarias, confrontados ante los conceptos teóricos, matemáticos, estadísticos y financieros de la información recopilada en la fase anterior, con la finalidad de comprobar la validez de la hipótesis, por medio de la operacionalización de las variables definidas en los objetivos de la investigación.
3. **Fase expositiva:** en esta fase se realizó la elaboración del informe final, el cual integra los aspectos que se pudieron obtener de los análisis elaborados en las dos fases previas, con la finalidad de establecer las conclusiones sobre la validez de la hipótesis de investigación y de las respectivas recomendaciones que se generaron del problema de investigación.

### 3.5.1 Universo y muestra

El universo y muestra del presente trabajo de investigación se consideraron de la manera detallada a continuación.

La población del Sector en análisis se conoció con base a los datos obtenidos del informe estadístico de la CNEE del año 2018 (2019). El Sector contaba con esta envergadura de agentes participantes: 91 generadores, 14 transportistas, 52 comercializadores de energía y 1,092 grandes usuarios; el suministro de energía para los pequeños usuarios, los cuales consumen menos de 100 kW (ver la definición en el inciso 1.2) y se denominan usuarios finales (3,224,223), está a cargo

de las 4 distribuidoras privadas y de 14 empresas eléctricas municipales; siendo este el universo participante del Sector Mayorista de electricidad de Guatemala.

Se puede hacer la primera delimitación, ya que dentro del sector mayorista de electricidad se elaboran otras transacciones económicas, aparte de las transacciones del mercado de oportunidad, indicadas en el apartado 2.2.3 (sobre las operaciones de compra y venta dentro del Sector Mayorista). Estas transacciones quedan fuera del alcance de esta investigación.

Estas transacciones son, transacciones en el mercado a término, las transacciones de importación y exportación de energía en el mercado eléctrico regional MER y con México; los consumos propios por los generadores y transportistas, las pérdidas de energía técnicas y no técnicas, la venta de potencia eléctrica, las transacciones sobre los precios de peajes primarios y secundarios, el balance de los desvíos de potencia, los ajustes por servicios complementarios como lo son la venta de energía de reservas rodantes y de reservas rápidas, la generación forzada en productores y consumidores, el balance por costos diferenciales de potencia y energía, así como los sobrecostos de potencia y energía no demandada), por lo cual será necesario analizar únicamente lo ocurrido dentro de los mercados de oportunidad.

De lo fundamentado con el modelo teórico presentado en el apartado 2.5, referente a las técnicas que se utilizarán en el presente trabajo, respecto a la cuantificación del riesgo o volatilidad de mercado del sector mayorista, el papel del agente generador es trascendental ya que, según Henney & Keers (1998), una empresa generadora puede tomar la posición larga de energía eléctrica y una posición corta en contratos que no puede cubrir debido a la incertidumbre en su producción de energía ya no tiene certeza de cuánto va a producir en el futuro. Además, como se definió en el apartado 1.4 de los antecedentes, sobre la adaptación de los instrumentos derivados sobre los activos de energía eléctrica como lo indica Stoff et al. (1998), con la finalidad de gestionar los riesgos para los agentes del Mercado Mayorista ante la variabilidad del precio, debido a la volatilidad que los oferentes

(generadores y comercializadores) podrían sufrir ante el incumplimiento de sus costes de producción y comercialización; será muy necesario delimitar el presente estudio, en analizar los comportamientos de dichos oferentes.

Debido a que los agentes comercializadores obtienen utilidades o ganancias a partir de las imperfecciones que se generan dentro de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista, por el aprovechamiento simultáneo de comprar energía tanto en el mercado de oportunidad como por medio contratos a término, según indica Stoff et al. (1998), el presente estudio considera que la labor de estos consiste esencialmente en ser los especuladores ideales dentro del mercado, debido a la gestión comercial que pueda realizar al balancear su stock ante el mercado spot y el mercado de contratos. De esa cuenta, se considera que su estudio en esta dimensión está fuera del alcance de la investigación.

Por tanto, según lo expuesto, la selección de la muestra de análisis se basará en la elaboración de estudios de datos históricos de precios y de energía eléctrica producida por los agentes generadores, para los años 2014 al 2018; satisfaciendo entonces que la muestra tomada será no probabilística. Esto se fundamenta al considerar que la elección de los elementos muestrales, según afirma Hernández, et al. (2014, pág. 176), “no depende de la probabilidad sino de las características de la investigación”. Entonces, la elección de la muestra se alinea a la necesidad expresada en los objetivos de la investigación, relacionada a la exposición al riesgo de los precios del activo subyacente de la energía eléctrica, producida por los agentes generadores.

### **3.6 Técnicas de investigación aplicadas**

Las técnicas son reglas y operaciones para el manejo de los instrumentos en la aplicación del método de investigación científico. Las técnicas de investigación documental y de campo aplicadas en la presente investigación, se refieren a lo siguiente:

### **3.6.1 Técnicas de investigación documental**

Las técnicas de investigación documental comprendieron la revisión bibliográfica de libros, publicaciones, leyes, normativas, artículos, memorias de labores y todo el material investigativo que sirvió de fundamento a la investigación. Adicionalmente, se consultaron documentos, reportes, estadísticas e investigaciones realizadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el Administrador del Mercado Mayorista.

En materia de legislación, se investigaron aspectos jurídicos relacionados con el tema de estudio regidos por el Ministerio de Energía y Minas y otras leyes relacionadas en Guatemala. Asimismo, se revisaron aspectos regulatorios de España y de Colombia; se consultaron, además, tesis de nivel de postgrado de la Universidad de San Carlos de Guatemala y de universidades de España y de Colombia.

### **3.6.2 Técnicas de investigación de campo**

Las técnicas de investigación de campo utilizadas comprendieron las técnicas de recolección de datos secundarios, que implicó la revisión y obtención de archivos electrónicos con información de las bases de datos públicos de las páginas web del AMM, para obtener los precios spot horario del Sector Mayorista para los años en análisis, además de la información de memorias de labores de esta entidad, de información de capacidad instalada y de generación mensual, así como la participación en el consumo de energía por los grandes usuarios del mercado. De las bases de datos públicas del Banco de Guatemala se obtuvieron los datos del tipo de cambio del quetzal referente al dólar de Estados Unidos; así como las estadísticas energéticas de la sección pública del Ministerio de Energía y Minas.

### **3.7 Recuento lógico de la elaboración de la investigación**

El presente trabajo de investigación científico se generó ante la necesidad de poder elaborar un estudio de tesis para adquirir el grado de maestro en ciencias de la administración financiera. De tal cuenta, para la elaboración de este trabajo se inició con la lluvia de ideas de distintas problemáticas asociadas tanto a aspectos financieros, como del área de experiencia del desarrollador de la investigación.

De esta cuenta, se consideró incursionar dentro del análisis del mercado eléctrico y la incidencia que se obtendría sobre el precio de la energía eléctrica dentro del mercado spot, debido a la implementación de instrumentos financieros derivados de ese activo. La idea necesitó madurar para plantear el problema financiero específico, el cual consideró la gestión del riesgo de mercado. Para elaborar este proceso de definición del problema, se contó con la asesoría del profesor del curso de metodología de la investigación en el año 2018.

Con la problemática planteada, se pudo desarrollar la revisión de aspectos teóricos asociados dentro de mercados similares dentro de sociedades latinoamericanas; por ello se tomó la literatura tanto de España como de Colombia para madurar la idea y las técnicas que se iban a seguir en el presente trabajo. Durante el curso de metodología de la investigación se desarrolló el marco teórico, los objetivos de investigación, el alcance, la hipótesis, la cronología y los recursos a invertir para este trabajo. Para finales del año 2018 se entregó el reporte de protocolo de tesis a la Escuela de Estudios de Postgrados, en modo de análisis y de aprobación de punto de investigación.

Para el año 2019, dentro del curso de seminario de tesis, se pudieron definir con mayor precisión las variables de investigación, la matriz de operacionalización de estas variables y, por ende, la redefinición de objetivos, del marco teórico y de la descripción completa de la metodología de la investigación a seguir, como base para el desarrollo de la tesis. Para el momento de la recolección de datos de campo,

se obtuvo el contacto y acercamiento de algunos agentes participantes del sector, quienes aportaron información valiosa; se tuvo el apoyo de catedráticos de la Maestría de Mercados Regulados de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos y apoyo de personeros del Administrador del Mercado Mayorista para poder obtener otra información de campo.

Se pudo acceder al sistema en línea del Administrador del Mercado Mayorista, para obtener datos históricos de los años 2014 al 2019, con la finalidad de desarrollar el análisis de datos con la técnica específica de análisis por medio del software computacional Matlab; este sistema computacional desarrolla modelos financieros y matemáticos, en base a la carga de datos históricos, a modo de otorgar distintos escenarios, bajo los parámetros definidos y acotados por las variables de investigación.

Paralelo a estos análisis de campo, se desarrolló el presente informe de tesis en sus capítulos 2, del marco teórico; y 3 de la metodología implementada. Luego de estos desarrollos y con la aprobación de los capítulos indicados, por parte del catedrático del curso de seminario de tesis, así como del asesor de tesis, se procedió a armar la discusión de resultados, mostrados en el capítulo 4 de la investigación. De esta cuenta, se pudieron extraer conclusiones y recomendaciones que se muestran en la parte final del presente trabajo de tesis.



#### **4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS SOBRE EL ANÁLISIS DE LA EXPOSICIÓN AL RIESGO DE MERCADO DEL SECTOR MAYORISTA DE ELECTRICIDAD Y LA GESTIÓN CON INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS**

En este capítulo se describen los resultados obtenidos sobre los análisis elaborados para la cuantificación del riesgo de mercado del sector mayorista de electricidad de Guatemala, en base a los datos históricos del precio de oportunidad o spot, de los años 2014 a 2018. Se determina además la exposición al riesgo de mercado de los participantes en el año específico 2018 con la determinación de los coeficientes beta, así como el pronóstico de precios del mercado de oportunidad del año 2019. Se analiza también la determinación del VaR al que están sometidos los participantes de este segmento, como medida de pérdidas pronosticadas del 2019. Se presentan además las propuestas para la gestión del riesgo de mercado, con la implementación de los instrumentos financieros derivados siguientes: contratos forward, contratos futuros y opciones; considerando que el activo subyacente del análisis es la energía eléctrica.

Cabe resaltar que, dentro del sector mayorista de electricidad, aparte de ocurrir las transacciones de energía eléctrica en el mercado de oportunidad, existen otros tipos de transacciones económicas descritas en el capítulo, que no se consideran dentro de los análisis de determinación del riesgo del mercado. Esto debido a que estas otras transacciones se rigen bajo contratos previamente pactados y enmarcados dentro de la regulación eléctrica nacional. Consistentemente, para la aplicación de las propuestas de gestión a la exposición al riesgo de mercado, se toman los modelos básicos de contratos financieros derivados tipo contratos futuros y opciones, los cuales consideran comparación de utilidades económicas contra la referencia del mercado de oportunidad de la energía eléctrica.

Los instrumentos tipo swaps no fueron analizados. Primeramente, porque no son aplicados en otros mercados de energía eléctrica cercanos que se tomaron de

referencia, como el mercado DERIVEX de Colombia. Segundo, porque la explicación de cobertura con los contratos futuros y opciones se consideran suficiente para ejemplificar la gestión correcta del riesgo de mercado del activo subyacente de la energía eléctrica.

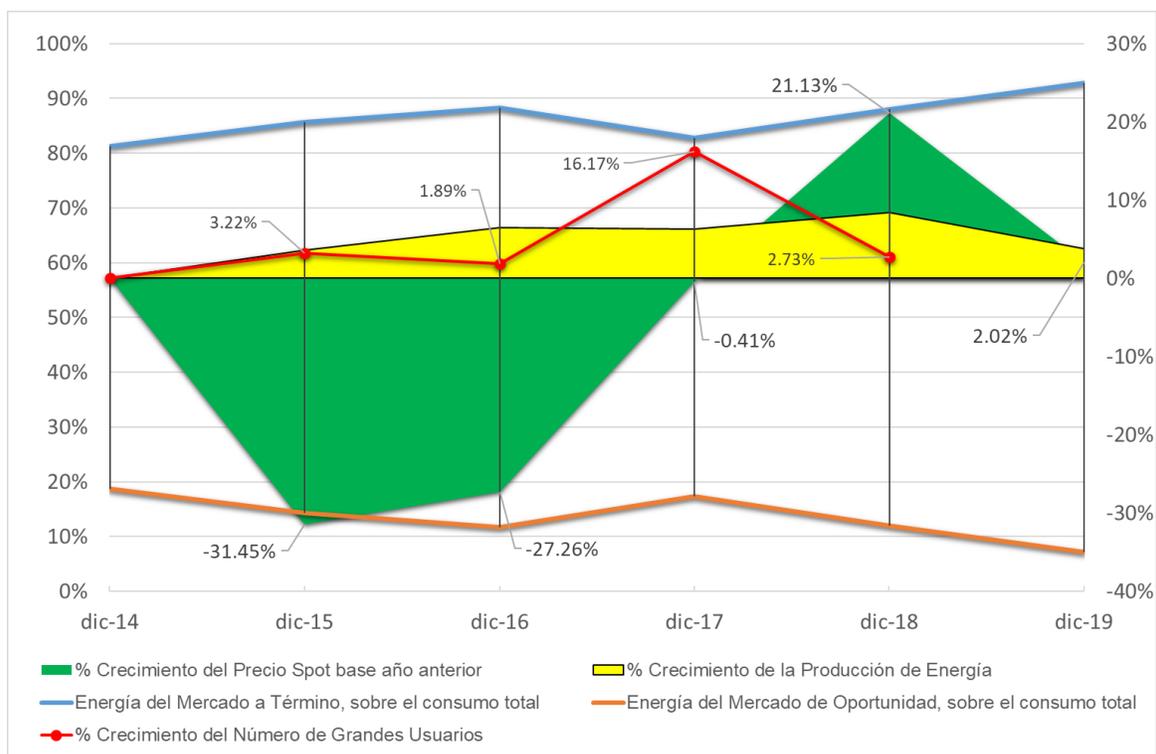
#### **4.1 Análisis de precios históricos del Sector Mayorista de electricidad**

En la **Tabla 1** se presentaron los datos generales del sector mayorista de Guatemala para el rango de estudio, de los años del 2014 al 2018, donde se puede determinar que el crecimiento energético del sistema nacional guatemalteco es sostenido, tanto en el consumo de energía en el Sistema Nacional Interconectado (SIN), como en la importación y exportación de la energía eléctrica que elabora este sistema a los países vecinos.

Se logra visualizar que la mayor cantidad de energía es transada dentro del mercado a término, como se muestra en la **Figura 17** considerando que para el año 2019 el mercado cerró con transacciones a término del 92.18% y del spot fueron de 7.19% respecto al total anual de energía, con un precio spot anual de \$63.92/MWh. Se visualiza entonces que el crecimiento del mercado a término está en bonanza, debido a las variaciones presentadas en los precios, por lo que cada participante del sector mayorista desea protegerse con precios de contratos fijos que les otorguen estabilidad de precios a lo largo del tiempo.

#### **Figura 17**

*Parámetros principales del crecimiento del mercado eléctrico*



*Nota:* el gráfico muestra las curvas de crecimiento de los distintos elementos del Sector Mayorista. Elaboración propia con datos del AMM (2020).

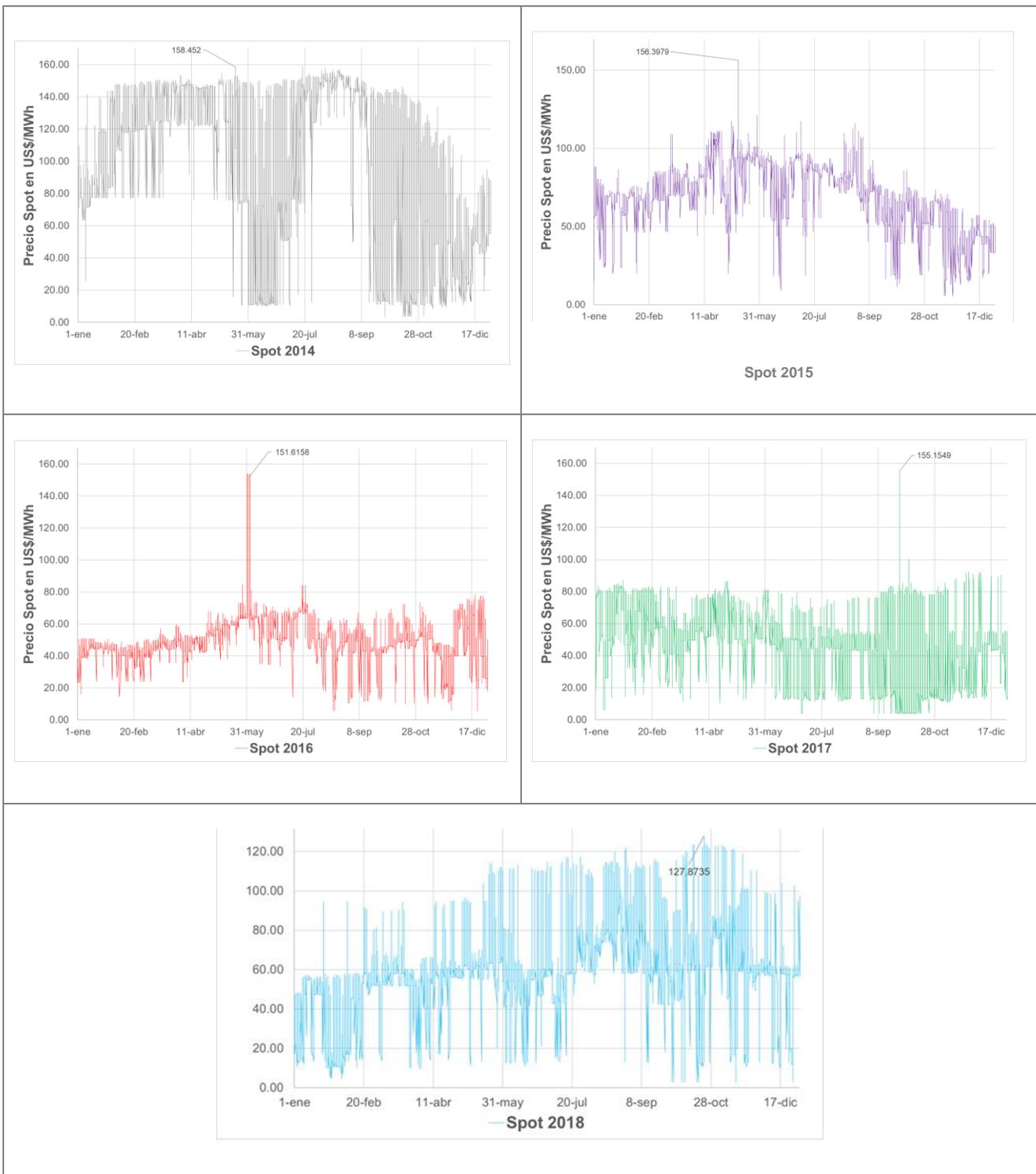
En dicha figura, se verifican varios fenómenos ocurridos dentro del período de análisis. Por ejemplo, en el año 2017 la variación del precio spot pasó de un decrecimiento de -27.26% en el 2016, a crecimiento del 21.13% en el 2018, logrando estabilidad el crecimiento en el año 2019, a 2.02%. Además, como se verificó en la **Figura 2**, se puede relacionar que los precios del mercado spot tienen mucha incidencia respecto al tipo de tecnología con la que se genera. Por ejemplo, la generación hidroeléctrica bajó de un 46% en el 2014 a un 34% en el 2016, incidido por el aumento de las tecnologías de cogeneración e importación de energía. Otro punto importante fue el incremento en la cantidad de grandes usuarios, con un 16.17% en el 2017, referente a su año anterior. Todos estos fenómenos pueden incidir en la variación de los precios del Sector Mayorista.

Como se pudo determinar en la **Figura 3**, el precio de oportunidad de la energía ha tenido variaciones en el transcurso de los años. Dentro del período de análisis, se verifica que las variaciones de los promedios diarios pueden dificultar la predicción de precios futuros que necesite elaborar cualquier participante del mercado o inversionista, con la finalidad de crear alternativas financieras para sus operaciones. Se verificó que, en promedios anuales, existió una caída en los precios de los años 2014 al 2017, pero un incremento medio para el 2018.

En la **Figura 18** se puede visualizar de una forma gráfica la variación promedio diaria del precio de oportunidad o spot, para el rango de años de análisis. Ante dichas variaciones se consideró la existencia de una volatilidad de precios del mercado de oportunidad o spot. De esa cuenta se mostrarán en los apartados del capítulo 4.1 y 4.2, los resultados de los análisis estadísticos que se consideraron para determinar la volatilidad del precio de la energía eléctrica, así como el pronóstico de los precios y los VaR para el año 2019.

### **Figura 18**

*Volatilidad gráfica del precio de la energía eléctrica para el rango de estudio de los años 2014 al 2018*



*Nota:* la gráfica muestra las curvas de comportamiento de los precios de oportunidad o spot de los años de análisis. Elaboración propia con datos del AMM (2020).

#### 4.1.1 Análisis estadístico de los datos del precio spot

Para la elaboración del análisis estadístico inicial, se obtuvo un universo de valores del precio spot horario, con un total de 43,824 datos, para los 5 años de estudio. Estos datos se promediaron para obtener los promedios diarios, obteniendo un total de 1,826 valores del precio spot diario.

Estos valores se trataron con el módulo complemento llamado de Análisis Estadístico y Ajuste de Distribución, denominado *add-in Risk Simulator*, bajo el software de procesamiento de datos Excel. En la **Figura 19** se muestra una captura de pantalla de la ejecución de este software. El procesamiento de los valores promedios diarios, separado en 5 grupos de datos anuales, arrojaron el análisis estadístico mostrado en la **Tabla 5**. La lógica del ajuste teórico estadístico para cada uno de los grupos, descrito en el capítulo 2, se ejecutó por medio de la prueba de ajuste llamada Kolmogórov-Smirnov.

#### **Figura 19**

*Impresión de pantalla del análisis estadístico con el add-in Simulador de Riesgo en Excel, para las cinco series de datos de precios spot*

The screenshot displays the Microsoft Excel interface with the 'Simulador de Riesgo' add-in. The 'Análisis de Estadística' dialog box is open, showing the following settings:

- Correr: Examinar Todos
- Estadística Descriptiva:
- Ajuste de Distribución:  Continuo
- Prueba de Hipótesis: Promedio Asumido: 0
- Extrapolación No Lineal:  Pronóstico (Periodos): 4
- Prueba de Normalidad:
- Estimación de Parámetro de Proceso Estocástico:  Periodicidad: 365Día
- Autocorrelación de Serie de Tiempo:
- Pronóstico de Serie de Tiempo: Estacionalidad (Periodos/Ciclo): 4
- Proyección de Línea de Tendencia:  Pronóstico (Periodos): 4
- Líneas de Tendencia:

The background spreadsheet shows a table of 'Precios de Op al 2018' with columns for 'Día', 'Spot 2016', 'Spot 2017', and 'Spot 2018'. The data is as follows:

Día	Spot 2016	Spot 2017	Spot 2018
15-ene	48.68	13.59	55.23
15-ene	48.68	13.59	55.23
15-ene	48.68	13.59	55.23
15-ene	48.68	14.11	55.23
15-ene	48.68	23.05	55.23
15-ene	48.06	23.05	55.23
15-ene	48.68	45.92	55.23
15-ene	48.06	48.69	55.23
15-ene	48.68	64.81	55.23
15-ene	50.81	79.83	54.17
15-ene	50.81	79.83	54.17
15-ene	50.51	65.04	54.17
15-ene	48.70	46.22	54.17
15-ene	44.59	45.91	53.65
15-ene	44.59	45.91	47.36
16-ene	43.93	46.06	47.30
16-ene	43.93	46.06	47.30
16-ene	43.93	46.06	47.30
16-ene	43.93	46.06	47.30
16-ene	43.93	47.60	47.30
16-ene	43.93	47.60	47.30
24-dic	50.89	43.14	51.12
25-dic	43.60	37.02	46.82
26-dic	51.98	40.11	59.34
27-dic	46.62	35.71	55.19
28-dic	54.18	40.17	47.44
29-dic	60.33	42.81	23.60
30-dic	61.38	42.10	33.17
31-dic	61.25	38.38	49.27

*Nota:* la figura muestra una ventana del software Excel ejecutando el add-in Simulador de Riesgo. Elaboración propia con add-in Simulador de Riesgo.

**Tabla 5***Análisis estadístico y de ajuste de distribuciones de los precios spot o POE*

Nombre de la Variable	POE 2014	Nombre de la Variable	POE 2015	Nombre de la Variable	POE 2016
Distribución Ajustada	Multiplicativa de Beta	Distribución Ajustada	Normal	Distribución Ajustada	Gumbel Máxima
Ubicación	21.64	Media	71.48	Alfa	47.32
Factor	133.60	Desv.Est	17.80	Beta	7.81
Alfa	1.32				
Beta	0.82				
Estadístico Kolmogórov-Smirnov Prueba	0.05	Estadístico Kolmogórov-Smirnov	0.04	Estadístico Kolmogórov-Smirnov Prueba	0.04
Estadística de P-Value	0.3602	Prueba Estadística de P-Value	0.6811	Estadística de P-Value	0.6389
	Real		Real		Real
Media	103.61	Media	71.08	Media	51.78
Desviación Estándar	36.77	Desviación Estándar	17.36	Desviación Estándar	11.22
Asimetría	-0.33	Asimetría	-0.30	Asimetría	1.46
Curtosis	-1.21	Curtosis	-0.59	Curtosis	6.89

Nombre de la Variable	POE 2017	Nombre de la Variable	POE 2018
Distribución Ajustada	Normal	Distribución Ajustada	Laplace
Media	51.14	Alfa	61.68
Desv.Est	14.23	Beta	14.90
Estadístico Kolmogórov-Smirnov Prueba	0.03	Estadístico Kolmogórov-Smirnov	0.05
Estadística de P-Value	0.8907	Prueba Estadística de P-Value	0.2957
	Real		Real
Media	51.38	Media	62.46
Desviación Estándar	14.12	Desviación Estándar	18.23
Asimetría	0.02	Asimetría	0.06
Curtosis	-0.41	Curtosis	0.26

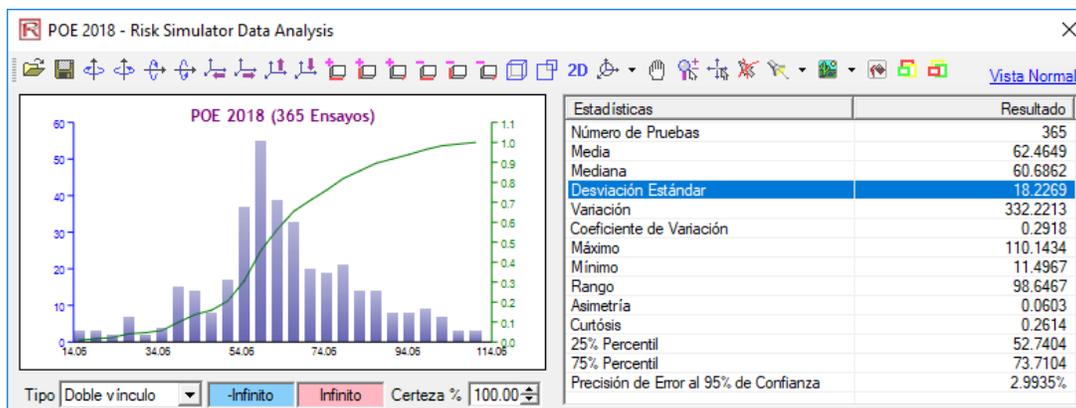
	Desviaciones	Estándar		
POE 2014	POE 2015	POE 2016	POE 2017	POE 2018
36.77	17.36	11.22	14.12	18.23
Mult. de Beta	Normal	Gumbel Max.	Normal	Laplace

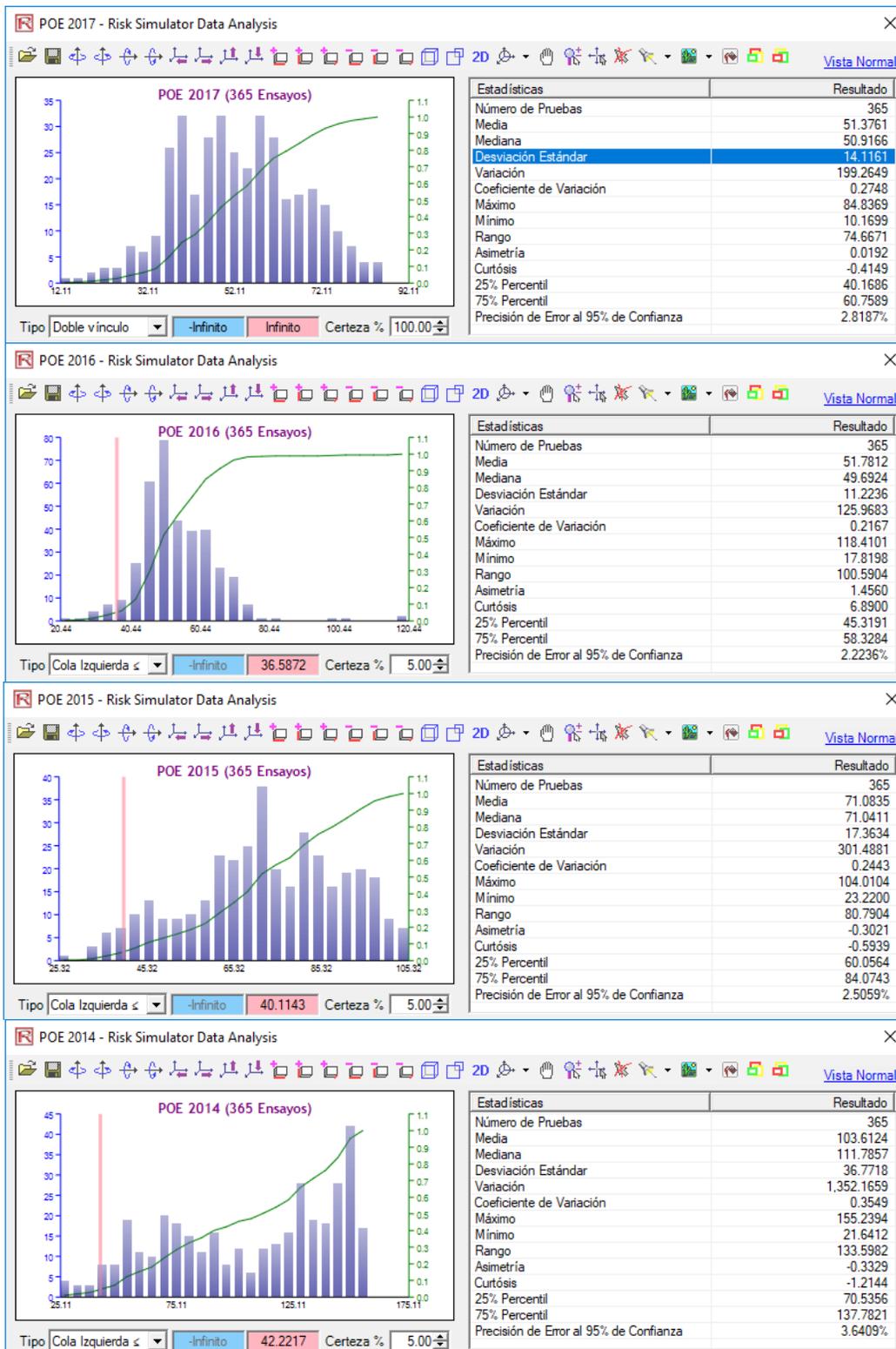
*Nota:* la tabla muestra los resultados obtenidos del add-in Simulador de Riesgo. Elaboración propia con datos de salida del Simulador de Riesgo.

Como se aprecia en la **Tabla 5**, el análisis estadístico de los grupos de datos, para los cinco años de análisis, otorga una diferencia significativa en las desviaciones estándar, así como un ajuste de distribución diferente para cada año, confirmando estadísticamente que el riesgo del precio analizado está presente. En la **Figura 20** se presentan los valores de salida del add-in Simulador de Riesgo en el que se aprecian los histogramas de frecuencias acumuladas de datos. Se puede evidenciar de una manera gráfica que las distribuciones de probabilidad del comportamiento anual del precio spot no guarda tendencia alguna, confirmando la existencia de volatilidad con un nivel de precisión del 95%.

## Figura 20

*Histogramas de frecuencias y estadísticos de salida del add-in Risk Simulator de los 5 años analizados*





*Nota:* la figura muestra varias ventanas del add-in Simulador de Riesgo. Tomado del add-in Simulador de Riesgo de Excel.

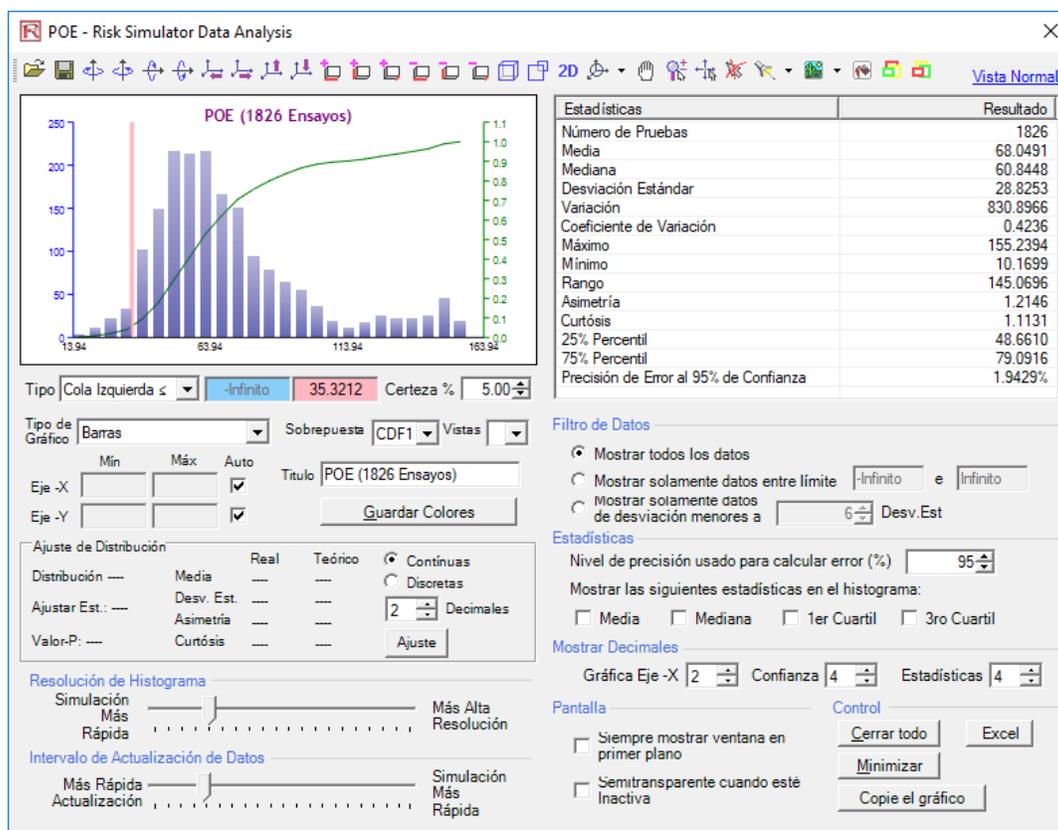
Se analizó además la matriz de correlación para los datos promedios diarios, del rango de 5 años en análisis, la cual confirma de forma estadística la falta de correlación las series de datos del análisis (incluso correlación negativa en los precios de los años 2016 y 2018), como se muestra en la matriz de correlación:

Matriz de Correlación	POE 2014	POE 2015	POE 2016	POE 2017	POE 2018
POE 2014	1.000	0.6103	-0.0840	0.2642	0.1581
POE 2015	0.6103	1.000	0.3151	0.2139	0.1747
POE 2016	-0.0840	0.3151	1.000	0.0458	0.1038
POE 2017	0.2642	0.2139	0.0458	1.000	-0.2774
POE 2018	0.1581	0.1747	0.1038	-0.2774	1.000

Continuando con los análisis, se trataron los datos de precios históricos como una serie de 1,826 datos promedios diarios; de los cuales se obtuvo, por medio del add-in, que la desviación estándar de la serie de datos, llamada volatilidad, asciende a 28.82 y que la curva de distribución de frecuencias se asemeja a una distribución Pearson V, con un nivel de precisión del 95%. El análisis de las distribuciones de probabilidad diferentes a las descritas anteriormente no está dentro del alcance del presente trabajo. En la **Figura 21**, se muestra el histograma y los datos de salida del Ajuste de Distribución Simple del add-in Risk Simulator, para la serie de precios.

### **Figura 21**

*Histogramas de frecuencia y estadísticas de salida del add-in Risk Simulator para la serie de 1,826 precios spot*



*Nota:* la figura muestra una ventana del add-in Simulador de Riesgo. Tomado del add-in Simulador de Riesgo de Excel.

Conociendo los valores de las desviaciones estándar de las series de datos de precios, se podría mostrar más adelante los resultados de la determinación del valor en riesgo y medición de los niveles de pérdidas económicas al que están expuestos los agentes participantes del sector mayorista.

#### 4.1.2 Determinación de las rentabilidades logarítmicas del precio spot

A continuación, se presentan los resultados para obtener la rentabilidad logarítmica de los precios spot, para el rango de datos de los años 2014 a 2018. Con el conocimiento de la aplicación del promedio diario de todos los precios del mercado spot, se procedió a transformar las series de datos a valores de rentabilidades logarítmicas de precios, tal como se mostró en el apartado 2.3.1. De esa cuenta, en

la **Tabla 6** se muestra la forma de manipulación de datos, ejecutado para determinar las rentabilidades de los precios. Con estos valores, se procedió nuevamente en la elaboración de análisis estadísticos similares a los ejecutados en el apartado anterior. Por ejemplo, si el día de hoy fuera de fecha 6 de enero del año 2014, la rentabilidad logarítmica de precio del día de hoy sería el logaritmo natural de la división del precio spot del día de hoy 75.4182, dentro del precio spot del día de ayer, 5 de enero del 2014, 69.9629; obteniendo un valor mostrado en forma porcentual de 7.51%, conocido como rentabilidad logarítmica del precio spot de la fecha indicada.

**Tabla 6**

*Fragmento de la aplicación de la rentabilidad logarítmica de precios*

fecha	Spot diario promedio	Rd = Rentabilidad diaria Logarítmica
1/01/2014	69.8931	Logaritmo natural (precio de hoy / precio de ayer)
2/01/2014	82.4770	16.56%
3/01/2014	86.9799	5.32%
4/01/2014	80.4464	-7.81%
5/01/2014	69.9629	-13.96%
6/01/2014	75.4182	7.51%
7/01/2014	75.4539	0.05%
8/01/2014	64.8043	-15.22%
9/01/2014	82.3305	23.94%

*Nota:* la tabla muestra una porción del análisis de rentabilidades logarítmicas de precios spot con Excel. Elaboración propia, con datos históricos del AMM (2020).

Luego de obtener las rentabilidades diarias logarítmicas, se procedió a elaborar los análisis mostrados en el inciso anterior, por medio del add-in Risk Simulator. En la **Tabla 7** se muestran el resumen de salida para el análisis de rentabilidades de

precio separado de los 5 años, determinando las distribuciones de probabilidades y la desviación estándar, con base a los valores logarítmicos de las rentabilidades.

**Tabla 7**

*Análisis estadístico y de ajuste de distribuciones de rentabilidad logarítmica*

Nombre de la Variable	POE 2014	Nombre de la Variable	POE 2015	Nombre de la Variable	POE 2016
Distribución Ajustada	Cauchy	Distribución Ajustada	Laplace	Distribución Ajustada	Laplace
Alfa	<b>0.00</b>	Alfa	<b>0.00</b>	Alfa	<b>0.01</b>
Beta	0.06	Beta	0.08	Beta	0.07
Real	Teórica	Real	Teórica	Real	Teórica
Media	0.00	Media	0.00	Media	0.00
Desv Est	0.2278	Desv Est	0.1312	Desv Est	0.1301
	NeuN		0.00		0.01
	NeuN		0.12		0.10

Nombre de la Variable	POE 2017	Nombre de la Variable	POE 2018
Distribución Ajustada	Laplace	Distribución Ajustada	Cauchy
Alfa	0.00	Alfa	0.00
Beta	0.16	Beta	0.09
Real	Teórica	Real	Teórica
Media	0.00	Media	0.00
Desv Est	0.2625	Desv Est	0.2734
	0.23		NeuN
			NeuN

Desviaciones Estándar de rentabilidades

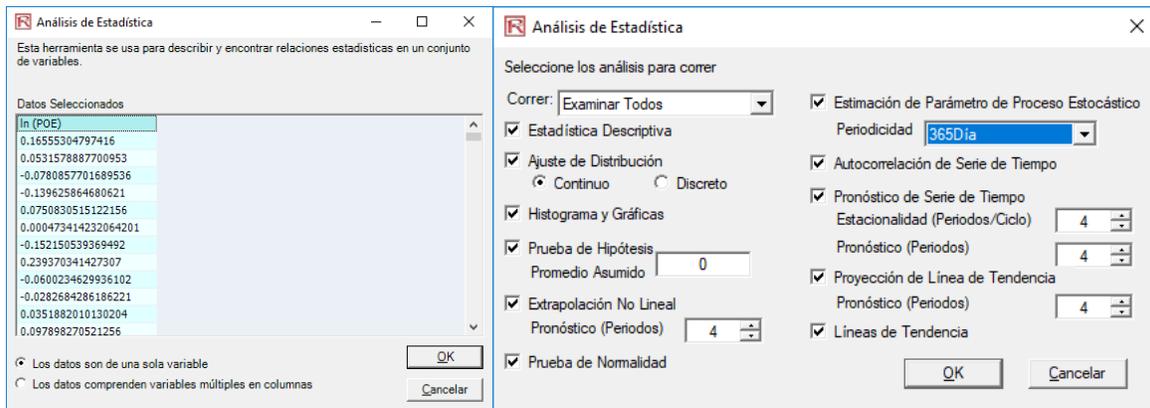
POE 2014	POE 2015	POE 2016	POE 2017	POE 2018
22.78%	13.12%	13.01%	26.25%	27.34%
Cauchy	Laplace	Laplace	Laplace	Cauchy

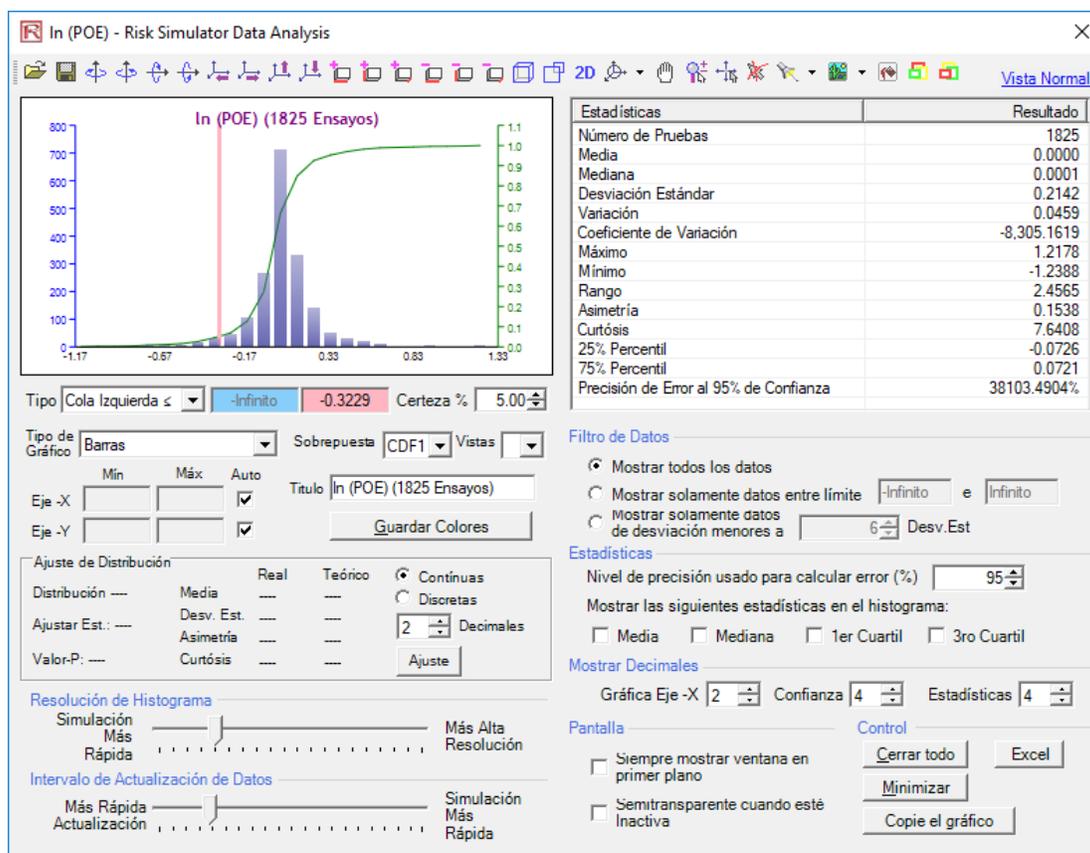
*Nota:* la tabla muestra los resultados obtenidos del add-in Simulador de Riesgo. Elaboración propia con datos de salida del Simulador de Riesgo.

En la **Figura 22** se muestran las ventanas de resultados para los análisis de la serie de 1,825 datos de rentabilidades del precio spot del add-in Risk Simulator. Se cuenta con un dato de rentabilidad menos, debido a que la rentabilidad en el día 1 de la serie de datos no se calcula porque el día 0 de fecha 31 de diciembre del 2013, está fuera del análisis. Ante esta situación, se obtuvo un ajuste de distribución de probabilidades del tipo Pearson V, con una desviación estándar o volatilidad del 21.42%, con un nivel de precisión del 95%.

## Figura 22

*Histogramas de frecuencias y estadístico salida del add-in Risk Simulator para la serie de 1,825 datos de rentabilidades logarítmicas*





*Nota:* la figura muestra las ventanas del add-in Simulador de Riesgo. Tomado del add-in Simulador de Riesgo de Excel.

En este punto se determinó continuar los análisis utilizando los parámetros estadísticos de salida con base a las rentabilidades logarítmicas de los precios, tal como se consideró en la parte teórica de capítulo número dos.

## 4.2 Volatilidad del precio spot y cálculo del VaR

En el apartado anterior, se determinó la desviación estándar o volatilidad anual para cada una de las series de datos del precio spot, de los años en análisis. Además, se determinó la rentabilidad logarítmica de estos precios, mostrados como porcentajes en el resumen de la **Tabla 8**. Con estos valores de desviaciones estándar de los precios spot, se puede considerar que la variación de cada uno de los precios spot diarios, respecto al valor medio anual, para cada uno de los años

en análisis no muestra consistencia, implicando la existencia de volatilidad como se describió en la teoría del capítulo dos. Entonces, para determinar de mejor manera el nivel de volatilidad y por ende del riesgo, se presentarán en los siguientes apartados los cálculos ejecutados para la determinación del Valor en Riesgo VaR, por medio de las desviaciones estándar de las rentabilidades de los precios.

**Tabla 8**

*Resumen de desviaciones estándar de los datos históricos*

Desviaciones estándar	2014	2015	2016	2017	2018	Serie 2014 al 2018
del Precio Spot	36.772	17.363	11.224	14.116	18.227	28.825
% Rentabilidad de Precios	22.78%	13.12%	13.01%	26.25%	27.34%	21.42%

*Nota:* la tabla muestra el resumen de las desviaciones estándar de las series de datos analizados. Elaboración propia con los datos obtenidos de Simulador de Riesgo.

#### **4.2.1 Determinación del VaR del precio spot de la serie de datos históricos de los años 2014 al 2018**

Al utilizar la fórmula para el cálculo del  $VaR = F * S * \sigma * \sqrt{t}$ , según el apartado 2.5.1.4; considerando que el valor de  $F$ , para un valor de significancia del 5% según la tabla del **Anexo 1**, es de -1.6449; si se considera además que el día de hoy es 31/12/2018, entonces el precio spot fue de \$66.679/MWh, y para determinar el monto  $S$ , se multiplica este precio por el monto promedio de energía a utilizarse en los análisis, por 36.32MWh, obteniendo un valor de  $S$  de \$2,421.78. El valor de la desviación estándar de la serie de datos fue 21.42% y se requiere la proyección de pérdidas de 1 día; entonces el VaR será de -\$853.38 y porcentual será de -35.24%; esto implica que, con un nivel de confianza del 95%, la máxima pérdida que se puede obtener en un día, con base al análisis histórico, será de -\$853.38

Según la teoría indicada por de Lara (2008), el VaR se puede determinar aplicando alguno de los percentiles de la distribución de probabilidades de la serie histórica de datos. Si consideramos que el VaR del precio spot es el percentil 5% para nuestro estudio y que buscamos predecir la pérdida máxima que ocurrirá en 1 día; de esa cuenta, se detallan los cálculos elaborados para este análisis:

- ✓ El precio del mercado spot tomado será el del último dato histórico, esto implica que nos debemos posicionar en la fecha del 31 de diciembre del 2018, siendo este dato el de \$66.679/MWh.
- ✓ La energía de la transacción para este análisis se considera como el promedio de energía entre los vendedores y consumidores, siendo esto el promedio diario de la energía entre los 99 generadores y 40 consumidores, para el año 2018, por un total de 36.32MWh.
- ✓ Si consideramos que la energía promedio se aplica al precio del día de hoy, 31/12/2020, el monto de la transacción económica será de \$2,421.86 llamado el monto de hoy, para nuestro estudio.

Obteniendo lo anterior, se aplicó el cálculo de la rentabilidad logarítmica de los precios, desarrollando los cálculos completos como se mostraron en la **Tabla 6**, para determinar el modelo de precios históricos. Ahora bien, si consideramos estar posicionados en el día 31 de diciembre del 2018 y que el precio para el día de mañana 01 de enero del 2019, podría ser uno de los 1,825 precios que se determinaron de la serie de rentabilidades logarítmicas, se desarrolla el modelo de cálculo de pérdidas como se explica a continuación:

- ✓ Primero existirá un total de 1,825 rentabilidades logarítmicas del precio, obtenidos desde el 31 de diciembre del 2018 hacia atrás (partiendo del 01 de enero del 2014).
- ✓ Cada una de estas rentabilidades logarítmicas se multiplicaron por el precio del día de hoy 31/12/2018 (\$66.68/MWh), lo cual nos otorga una serie de 1,825 precios simulados.

- ✓ Estos precios simulados, se multiplicaron por el valor medio de energía del 2018 (36.32MWh). Con esto se determina un total de 1,825 precios posibles para el día de mañana 01/01/2019, llamando a esto como la posición para mañana.
- ✓ Finalmente, se obtuvo la serie de pérdidas y ganancias diarias, al restar el monto de transacción por energía del día de hoy 31/12/2018 (\$2,421.86/MWh), menos cada una de las 1,826 posiciones de montos del día de mañana.
- ✓ Este desarrollo se utilizará para conocer los montos de pérdidas y ganancias diarias de la serie de datos proporcionados, con la finalidad de calcular el VaR.

**Tabla 9**

*Fragmento del modelo de precios históricos de los años 2014 a 2018*

<b>Fecha</b>	<b>Spot diario promedio</b>	<b>Rd =</b>	<b>Precio Simulado</b>	<b>Posición mañana</b>	<b>Ganancias o pérdidas</b>
1/01/2014	69.8931	Ln (precio hoy / precio ayer)	Precio de hoy x anti-log (Rd)	Precio simulado x MWh promedio 2018	Posición de mañana – monto de hoy
2/01/2014	82.4770	0.1656	78.68	2,857.90	436.04
3/01/2014	86.9799	0.0532	70.32	2,554.08	132.22
4/01/2014	80.4464	-0.0781	61.67	2,239.94	-181.92
5/01/2014	69.9629	-0.1396	57.99	2,106.25	-315.61
6/01/2014	75.4182	0.0751	71.88	2,610.70	188.84
7/01/2014	75.4539	0.0005	66.71	2,423.01	1.15
8/01/2014	64.8043	-0.1522	57.27	2,080.04	-341.82
9/01/2014	82.3305	0.2394	84.71	3,076.85	654.99
...	...	...	...	...	...
29/12/2018	57.4890	-0.0013	66.59	2,418.64	-3.22
30/12/2018	65.1515	0.1251	75.57	2,744.66	322.80
31/12/2018	66.6794	0.0232	68.24	2,478.66	56.80

*Nota:* la tabla muestra un fragmento del cálculo en Excel del modelo de cálculos de pérdidas y ganancias históricas. Elaboración propia por medio de manipulación de datos con Excel.

En la **Tabla 9** se muestra un fragmento del modelo de precios históricos obtenidos, junto a las pérdidas y ganancias de cada día histórico, considerando la formulación aplicada por medio de Excel.

Entonces, para determinar el VaR se consideró un nivel de significancia del 5% se aplicó la fórmula de Excel del percentil número 5 (o 5%), sobre la serie de ganancias o pérdidas obtenidas de los 1b825 datos, otorgando un valor total de -\$661.76. El valor porcentual de este VaR sería el dato total obtenido, dividido dentro del monto del día de hoy; obteniendo el VaR de -27.32%. Se puede determinar que, con un nivel de confianza del 95% que la pérdida máxima que ocurriría en un día sería de -\$661.76

Ahora bien, considerando los datos obtenidos en el add-in Risk Simulator, mostrados en la **Figura 22**, que tuvieron una desviación estándar es de 21.42%; al analizar la cola izquierda de la distribución de probabilidades, mostrada en dicha figura, el VaR será la cola izquierda del 5% de la gráfica, indicando ser -32.29%; entonces en términos económicos, el valor en riesgo obtenido por medio del add-in será de -\$782.02

En la **Tabla 10** se muestra el resumen de los valores del valor en riesgo, obtenidos para la serie de datos históricos respecto a las rentabilidades logarítmicas de precios spot para los años 2014 al 2018. Estos valores, como la teoría indica, representan el riesgo al siguiente día de la serie de datos, para este análisis sería para el primero de enero del año 2019. Para determinar cuál sería el valor del VaR más adecuado a utilizar, según requiera el proceso analizado, se podría utilizar el análisis de testeo hacia atrás (backtesting), el cual implica la elaboración de análisis

de hipótesis nula y alternativas para analizar el óptimo, pero esta determinación no está dentro del alcance del presente estudio.

**Tabla 10**

*Resumen de valores del VaR de la serie de datos 2014 a 2018*

Comparación de técnicas	Porcentual	Económico
VaR teórico	-35.24%	\$ -853.38
VaR por percentil 5% del histórico	-27.32%	\$ -661.76
VaR por gráfico del software add-in	-32.29%	\$ -782.02

*Nota:* la tabla muestra los valores en riesgo para las tres técnicas de análisis indicadas. Elaboración propia por medio de manipulación de datos con Excel.

La teoría indica que no existe un valor en riesgo correcto, si no que el valor correcto dependerá de las políticas de mitigación que la organización pueda tomar, con la finalidad de gestionar las potenciales pérdidas obtenidas por los análisis históricos. En el siguiente apartado, se mostrarán los resultados para determinar el valor en riesgo VaR de los siguientes 365 días, obtenidos a partir de pronósticos de series de datos de precios de la energía, para el siguiente año 2019.

#### **4.2.2 Pronóstico del precio de la energía del año 2019 y su VaR**

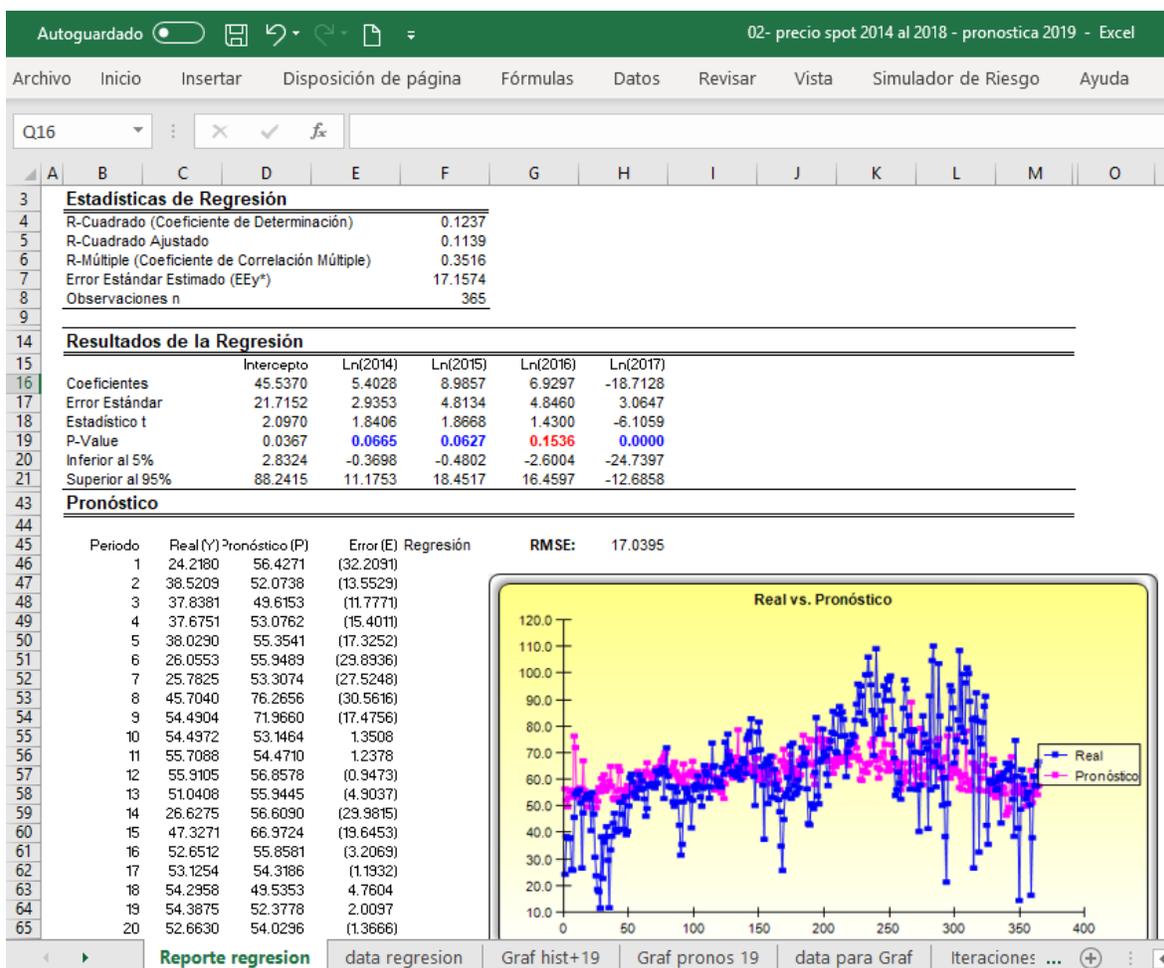
Luego de conocer el valor en riesgo de pérdida para 1 día, con el análisis histórico de datos, se continuó con la búsqueda de la serie de valores de pérdidas y ganancias para los 365 días del siguiente año; esto para determinar con la base histórica de 5 años, las posiciones económicas pronosticadas que pueda obtener un participante del Sector Mayorista de electricidad. De esa cuenta, se elaboró la determinación de los pronósticos de los precios spot para el año 2019, aplicando la base teórica para la determinación de precios dentro de los mercados financieros y del commodity.

Se presentan a continuación, los cálculos obtenidos para determinar los pronósticos de precios diarios para el año 2019, con base a la serie de datos anuales utilizando cuatro técnicas: las técnicas del proceso de regresión, la técnica del proceso estocástico; la técnica de los modelos autorregresivos integrados de medias móviles ARIMA y la técnica del proceso de difusión de salto con deriva y reversión a la media. Todas estas técnicas fueron implementadas con la herramienta add-in de Excel, Risk Simulator.

Primero se elaboró un análisis de regresión con las 5 series de datos históricos de los años 2014 al 2018, obteniendo el pronóstico de salida con los parámetros indicados en la **Figura 23**. El add-in pudo generar, por medio del análisis de los datos históricos, una predicción con 4 grados de libertad, denominados como los coeficientes de una curva por regresión del tipo  $Y = b_0 + b_1X_1 + b_2X_2 + b_3X_3 + b_4X_4$ , con un error estándar indicado en la siguiente figura. La descripción de la operatoria y cálculos propios elaborador por este software quedan fuera del alcance del presente trabajo de investigación. Lo que interesa de este análisis es la curva de salida de pronóstico del precio spot, para los 365 días siguientes de análisis. los datos requeridos para los análisis se indican en la columna D de la toma de pantalla de Excel que se muestra en el fragmento de imagen, denominados Pronósticos (P).

### **Figura 23**

*Datos de salida del análisis de regresión de las 5 series de precios históricos con el add-in de Excel*

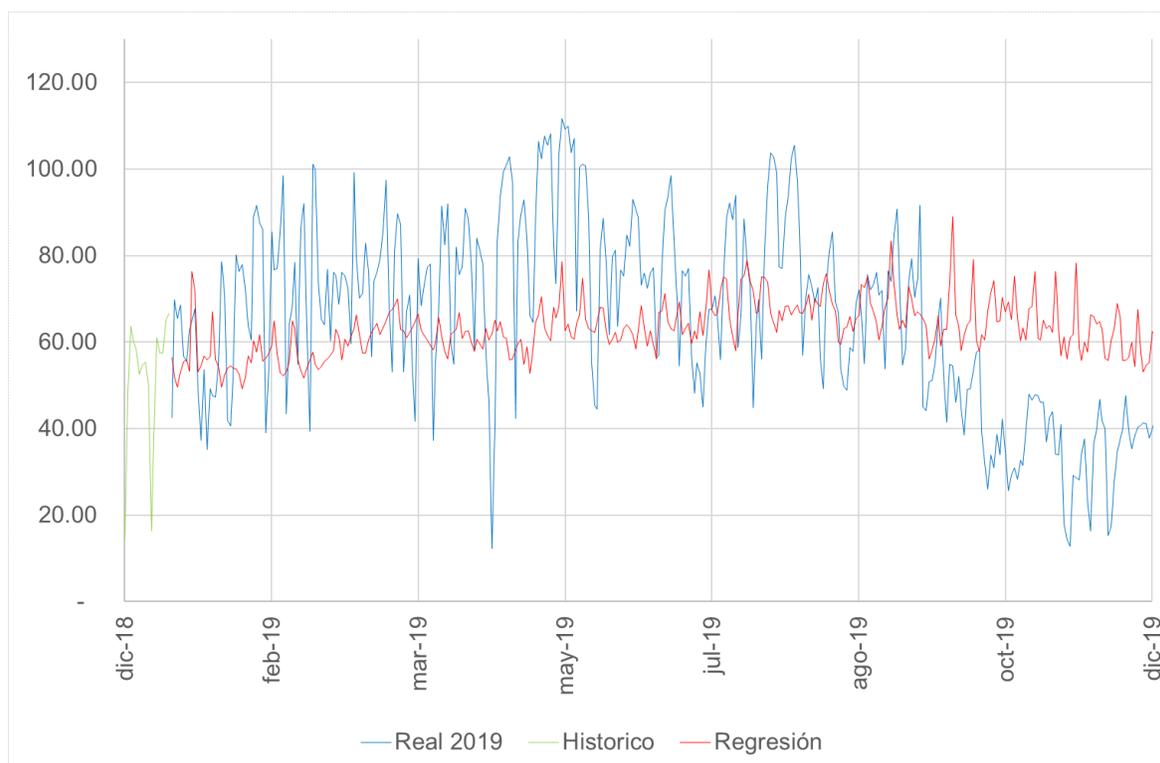


*Nota:* la figura muestra una ventana del software Excel ejecutando el add-in Simulador de Riesgo. Elaboración propia con el add-in Simulador de Riesgo.

En la **Figura 24** se grafica el pronóstico obtenido por medio del proceso de regresión de datos históricos para los siguientes 365 días. Esta información se compara contra los datos reales del precio spot del año 2019, para una visualización gráfica. Se puede verificar que los datos pronosticados tienen picos de menor amplitud que los precios spot reales del 2019. Se continuaron elaborando procesos de pronóstico con las técnicas que se indican a continuación.

### Figura 24

Gráfico del pronóstico por regresión de precios spot para 365 días y su comparativo con los precios reales 2019

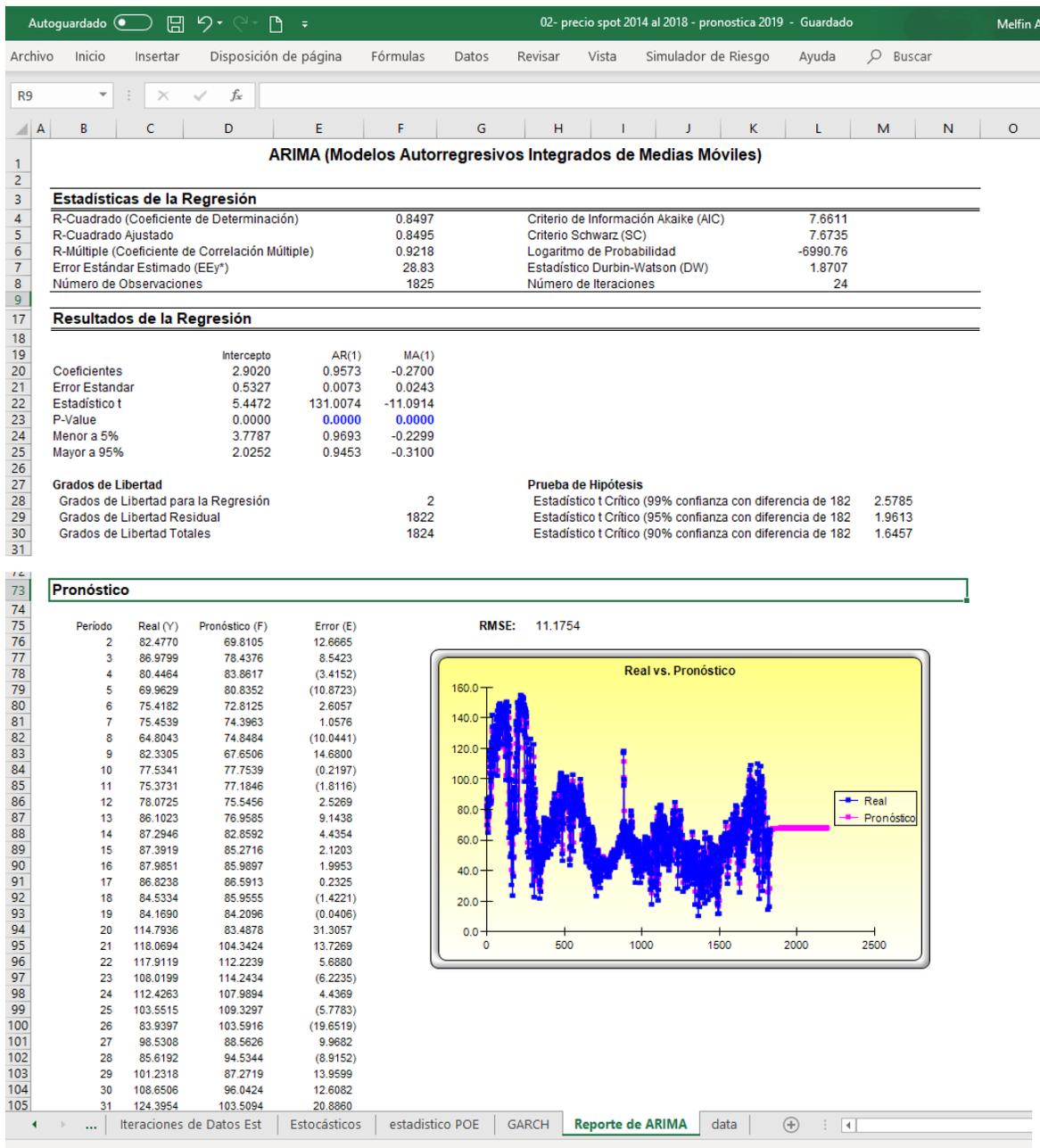


*Nota:* la gráfica muestra las curvas del precio spot para el proceso de regresión y real. Elaboración propia con datos obtenidos del Simulador de Riesgo.

Seguidamente, se elaboró el pronóstico de precios del spot, por medio del modelo auto regresivo integrado de medias móviles ARIMA, del add-in Risk Simulator de Excel, obteniendo los resultados que se muestran en la **Figura 25**. El programa corrió 24 iteraciones para la elaboración de los ajustes del pronóstico obteniendo 2 grados de libertad, para formar una ecuación de pronóstico tipo  $Y = b_0 + b_1X_1 + b_2X_2$ ; los datos requeridos para los análisis se indican en la columna F de la toma de pantalla de Excel mostrado en esta figura. La descripción de los parámetros obtenidos y cálculos propios del software quedan fuera del alcance del presente trabajo de investigación.

**Figura 25**

*Datos de salida del análisis del modelo ARIMA en base a la serie de precios spot*

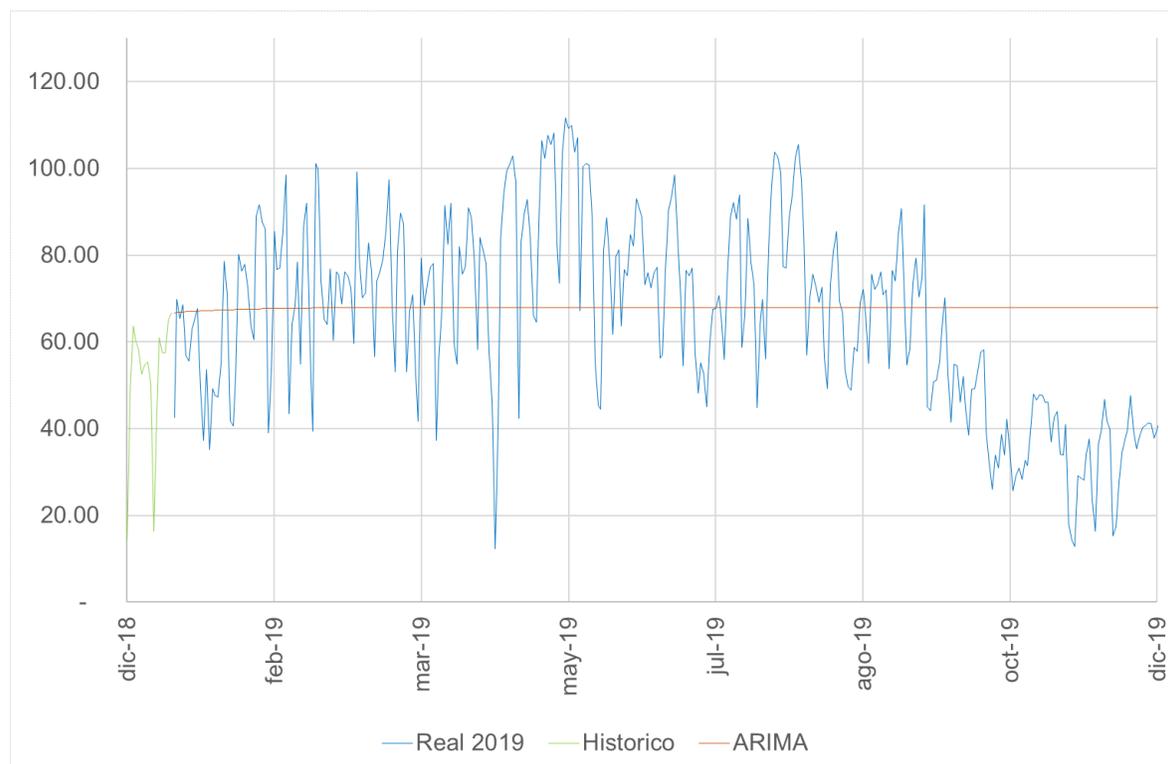


*Nota: la figura muestra las ventanas del software Excel ejecutando el add-in Simulador de Riesgo. Elaboración propia con el add-in Simulador de Riesgo.*

En la **Figura 26**, se compara de una manera gráfica el resultado de pronósticos con la técnica del ARIMA, entregados por el add-in, contra los datos reales del precio spot del año 2019, para una mejor visualización; se pudo verificar de manera gráfica, que la gráfica es casi una línea recta. Este pronóstico, igualmente que el previo, se discutirá posteriormente para considerar el determinar el modelo de precios a utilizar en la determinación del VaR pronosticado.

### Figura 26

*Gráfico del pronóstico por regresión ARIMA de precios spot y su comparativo con los precios reales 2019*



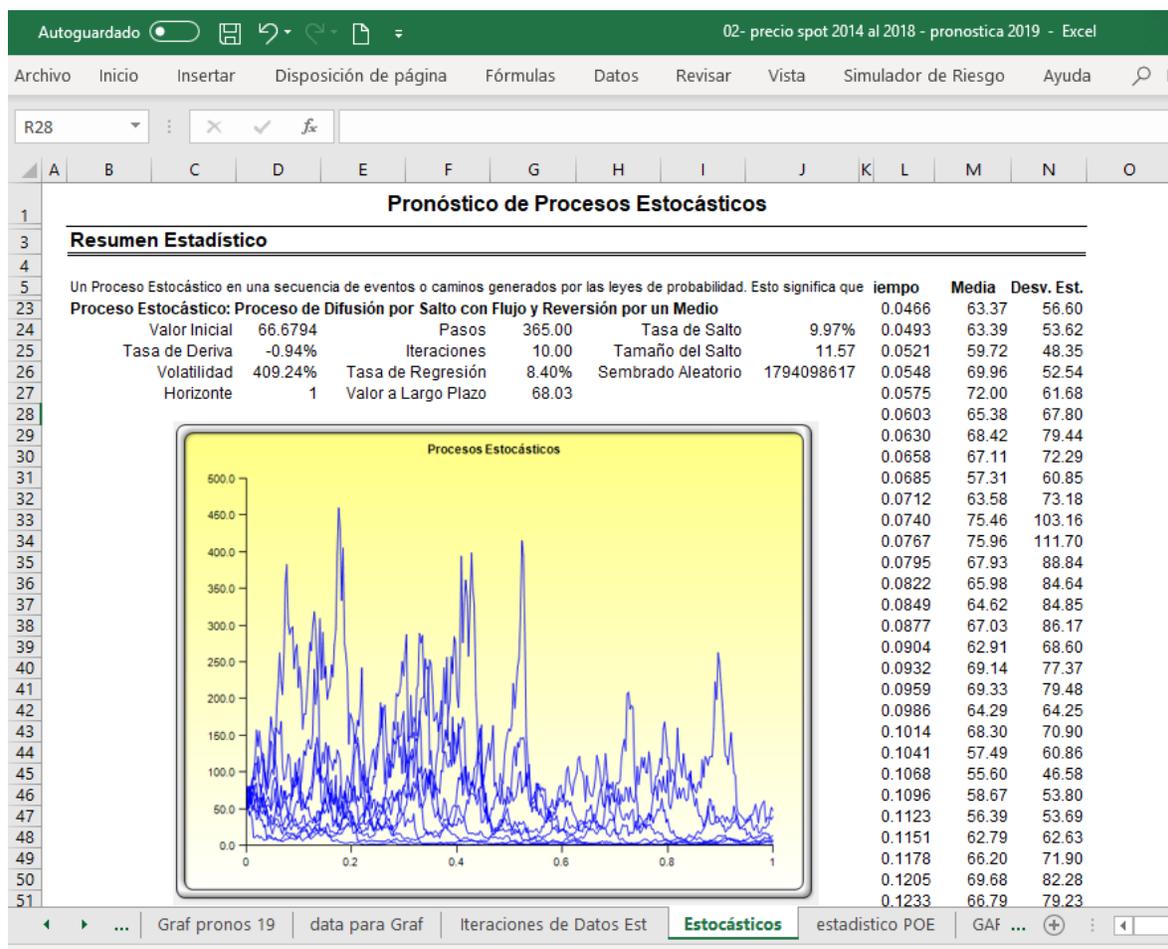
*Nota:* la gráfica muestra las curvas del precio spot para el proceso ARIMA y real. Elaboración propia con datos obtenidos del Simulador de Riesgo.

El tercer proceso de pronósticos considerado se ejecutó por medio del proceso estocástico simple, determinado por el add-in de Excel. En la **Figura 27** se muestran

los datos de salida para el análisis del proceso estocástico. Previamente vale la pena resaltar que el modelo estocástico utiliza cálculos aleatorios y probabilísticos, en base a los parámetros estadísticos de la serie de 1,825 datos históricos, para determinar varias series de pronósticos requeridos. En este caso se limitó a analizar un total de 10 series pronosticadas, las cuales se ajustaban de mejor manera en el rango de los valores reales máximos y mínimos de la serie histórica de precios spot. La descripción de los parámetros obtenidos y cálculos propios del software, quedan fuera del alcance del presente trabajo de investigación.

**Figura 27**

*Datos de salida del análisis del proceso estocástico en base a la serie del spot*

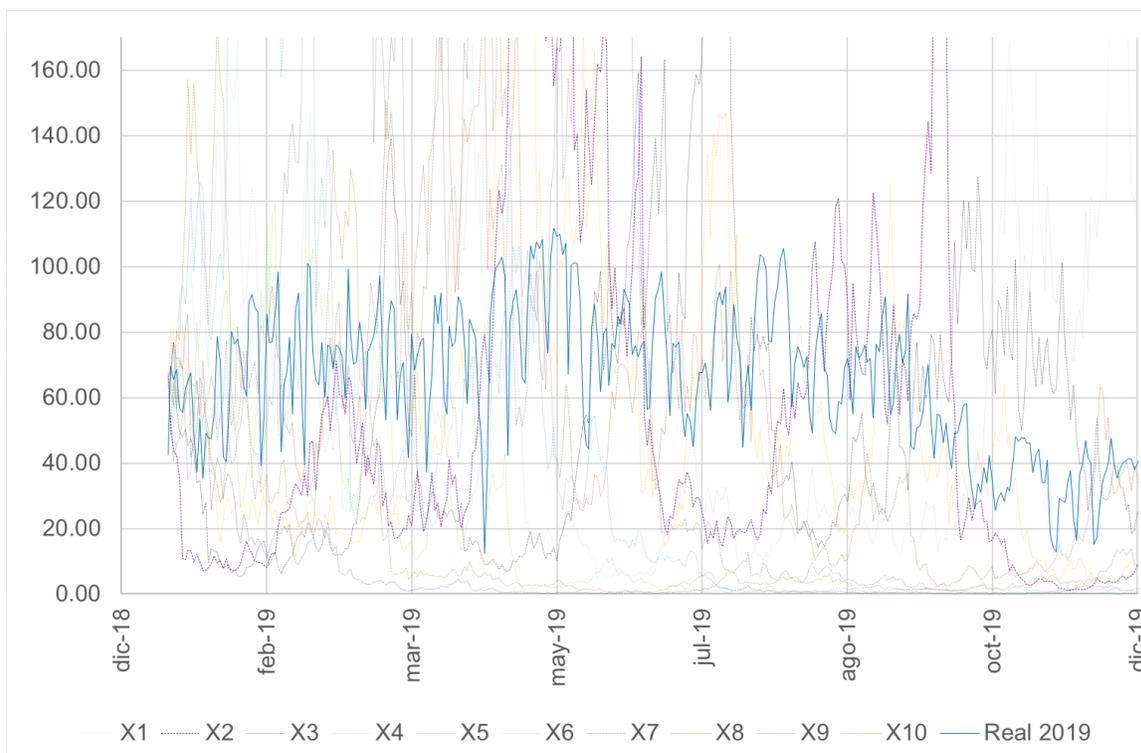


*Nota:* la figura muestra las ventanas del software Excel ejecutando el add-in Simulador de Riesgo. Elaboración propia con el add-in Simulador de Riesgo.

En la **Figura 28**, se compara de una manera gráfica el resultado de los 10 pronósticos obtenidos por el proceso Estocástico, entregados por el add-in de Excel (llamados como X1 hasta X10); esto contra los datos reales del precio spot del año 2019, mostrados en la curva color azul, para una mejor visualización. Se muestran además los valores máximos y mínimos de la estimación, así como la desviación estándar de estas 10 series. Se determinó que los extremos de estas series de datos están fuera de los parámetros máximos y mínimos de la serie de 5 años estudiada y por esto no se continuó considerando en el análisis.

### Figura 28

*Gráfico de los pronósticos del proceso estocástico de precios spot y su comparativo con los precios reales 2019*



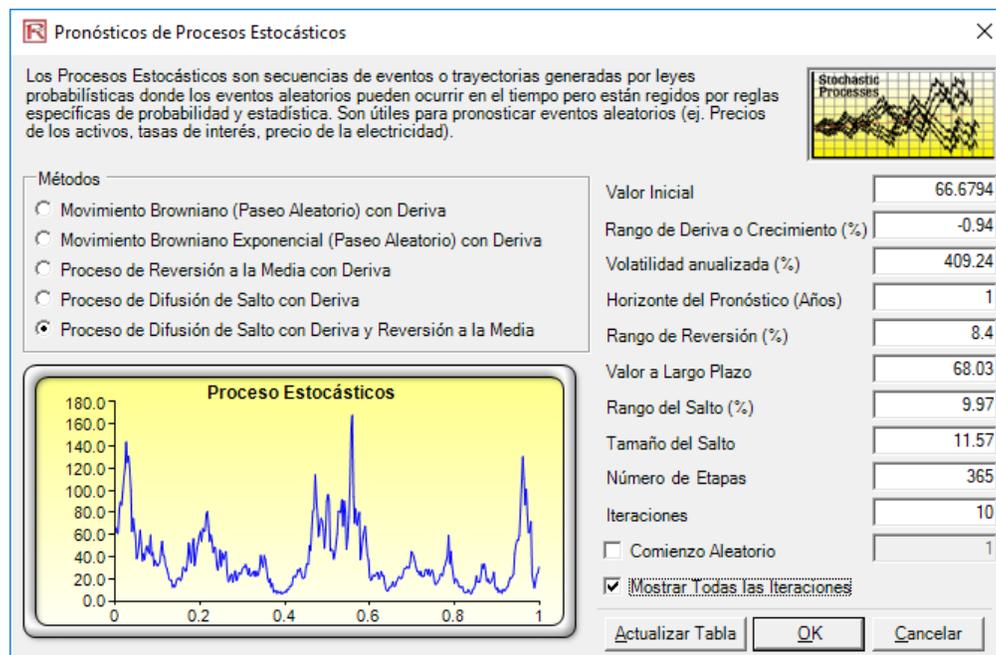
*Nota:* la gráfica muestra las curvas del precio spot para el proceso estocástico y real. Elaboración propia con datos obtenidos del Simulador de Riesgo.

El cuarto proceso de análisis considerado fue el de movimiento Browniano de caminata aleatoria y salto con deriva. Este proceso, como se indicó en el capítulo 2, puede utilizarse para pronosticar precios de acciones, precios de Commodities como el de la energía eléctrica y otros datos estocásticos, a partir de series de tiempo, dada una deriva o una tasa de crecimiento y una volatilidad. Se determinó que los parámetros de entrada para la aplicación de este análisis en el add-in, fueron generados dentro del análisis del proceso estocástico mostrados en la **Figura 27**.

En la **Figura 29** se muestra el módulo de entrada del add-in Simulador de Riesgo, en el cual se pudieron ingresar los parámetros necesitados por el simulador, siendo estos el valor inicial del precio de \$66.6794/MWh del 31 de diciembre del 2018, el rango de crecimiento de -0.94%, el valor de la volatilidad anualizada determinada por el proceso de pronóstico de 409.24%, para un horizonte de 1 año; con un rango de reversión del 8.4%, considerando un valor a largo plazo de \$68.03/MWh. El salto fue de 9.97% y el tamaño de \$11.57/MWh, para el cálculo de 365 de pronóstico; considerando 10 iteraciones como criterio propio. El detalle descriptivo de los cálculos propios del software, quedan fuera del alcance del presente trabajo de investigación.

### **Figura 29**

*Módulo de entrada del proceso Browniano de caminata aleatoria y salto con deriva*

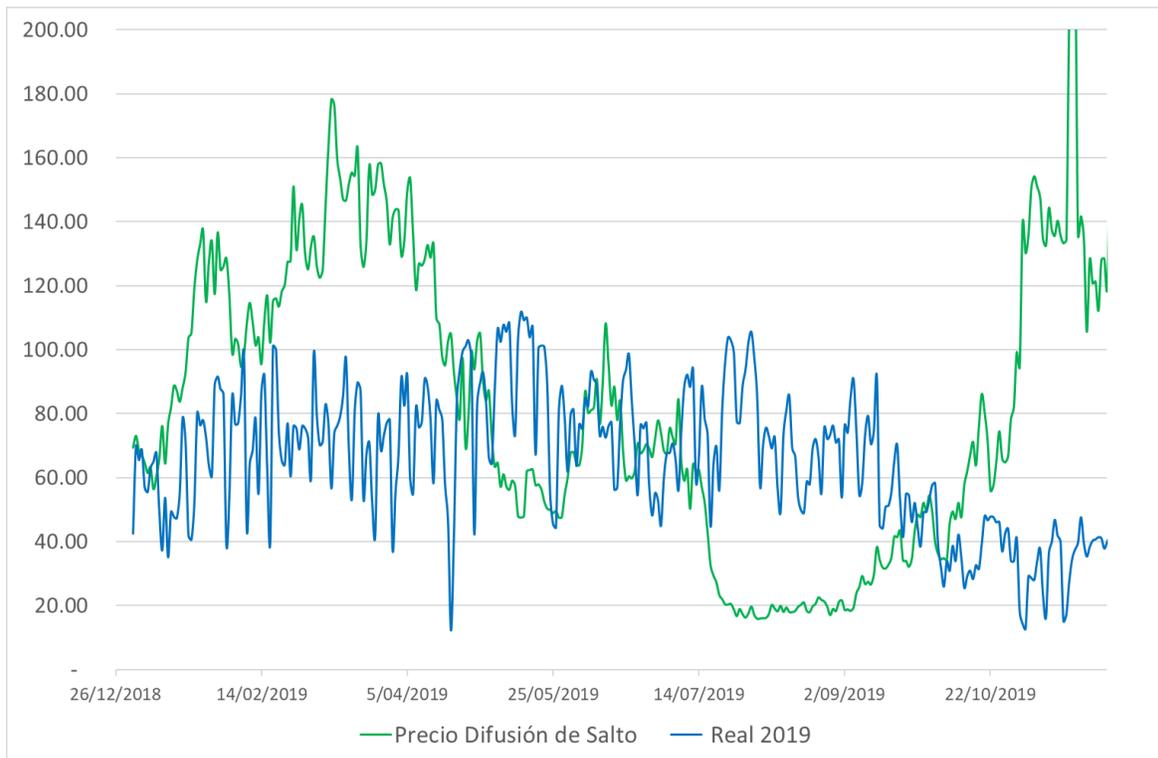


*Nota:* la figura muestra las ventanas del software Excel ejecutando el add-in Simulador de Riesgo. Elaboración propia con el add-in Simulador de Riesgo.

El resultado obtenido de este análisis fue un total de 50 series de datos con 365 pronósticos diarios de precios, de amplitudes varias. Se procedió a eliminar los valores que pudieran estar fuera del rango máximo y mínimo de la serie de precios históricos quedando un total de 9 series de datos de precios spot de energía eléctrica pronosticados, cuyo valor promedio se tomó como valor del precio spot del pronóstico, tal como se muestra en la **Figura 30**. En esta figura igualmente se compara la serie promedio obtenida contra los valores reales del precio spot del 2019, mostrados en la curva azul.

### Figura 30

*Gráfico de pronósticos del proceso de movimiento Browniano de caminata aleatoria y salto con deriva, para el precio spot y su comparativo con los precios reales 2019*



*Nota:* la gráfica muestra las curvas del precio spot para el proceso de Difusión de Salto y real. Elaboración propia con datos obtenidos del Simulador de Riesgo.

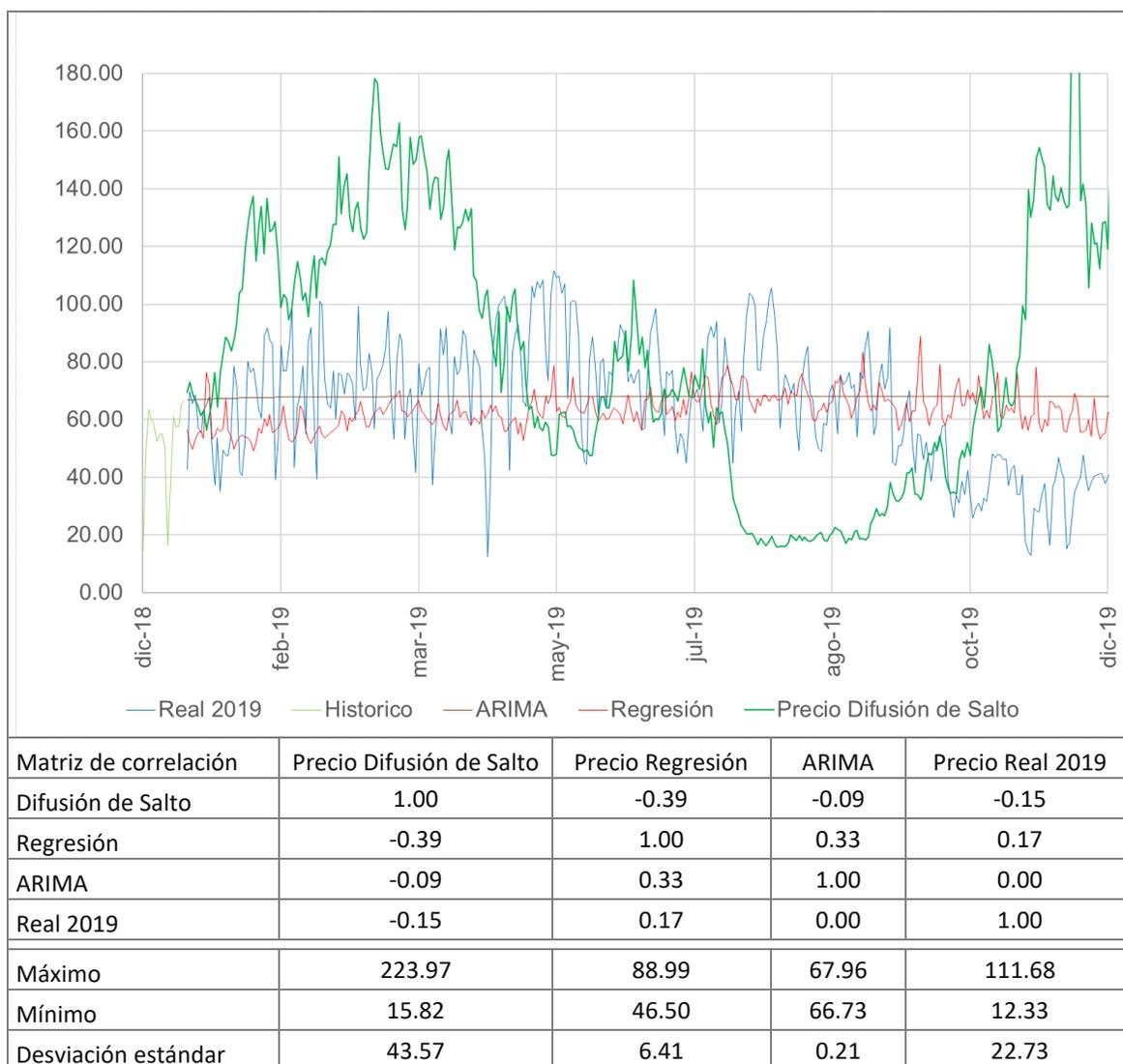
Luego del análisis de las 4 técnicas de pronósticos de precios, se consideraron analizar únicamente tres métodos, siendo estos el de regresión, ARIMA y el proceso de difusión de salto con deriva. Se descarta el pronóstico del proceso estocástico debido a que cuenta con datos máximos y mínimos fuera del rango de datos reales de la serie histórica.

En la **Figura 31** se comparan estos tres modelos de pronóstico de precio, contra el precio real del 2019. Se muestra además la matriz de correlación de estas tres técnicas contra la serie real. El modelo de regresión puede correlacionar positivo al precio real, pero los picos de volatilidad mínimos son muy cortos para considerarlos dentro de los análisis. El modelo ARIMA no tiene ninguna correlación con el precio real 2019, ya que es una curva casi plana. El proceso de difusión de salto con deriva se correlaciona, aunque inverso, en cierta medida con el precio real.

La serie de pronósticos de precios seleccionada es el movimiento Browniano de caminata aleatoria y salto con deriva. A continuación, se mostrarán los cálculos elaborados para la determinación riesgo máximo obtenido por el modelo de pronósticos del precio spot, utilizando el concepto del VaR de los 365 días siguientes a la serie histórica 2014 a 2018.

### Figura 31

*Gráfico comparativo de las tres técnicas de pronóstico y la matriz de correlación de precios, con la volatilidad histórica*





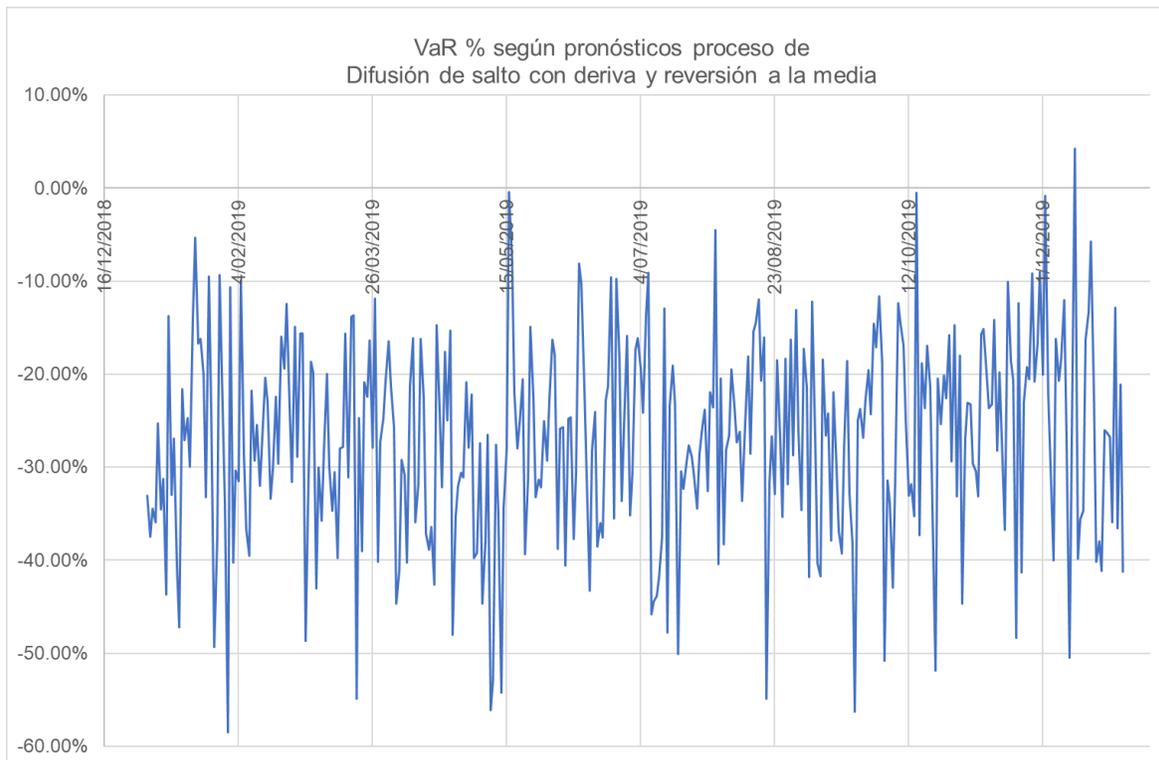
1/01/2019	69.36	2,519.10	-33.05%	-832.62
2/01/2019	73.06	2,653.61	-37.46%	-993.99
3/01/2019	68.59	2,491.32	-34.44%	-857.92
Máximo anual	223.97	8,134.73	4.27%	122.60
Mínimo anual	15.82	574.46	-58.53%	-2,657.39
Promedio	82.00	2,978.21	<b>-27.05%</b>	<b>-786.73</b>

*Nota:* la gráfica muestra la pantalla de salida de Excel y el fragmento de datos de salida del VaR. Elaboración propia con datos obtenidos del Simulador de Riesgo.

En la **Figura 33** se muestra de una manera gráfica los valores porcentuales del VaR obtenidos al pronosticar los precios por medio del proceso de difusión de salto con deriva y reversión a la media, para una estimación de 365 días. Dentro del presente análisis se puede determinar que las pérdidas tienen una variación potencial desde 4.27% (mínimo anual), hasta el -58.53% (máximo anual). Cabe resaltar que el presente análisis se limitó a la cantidad de 9 series de datos que cumplieron el criterio de mantener sus datos dentro rango de precios máximos y mínimos históricos.

### **Figura 33**

*Gráfico del VaR porcentual pronosticado por medio del proceso de difusión de salto con deriva para los siguientes 365 días de la serie de datos históricos*



*Nota:* la gráfica muestra la curva del VaR porcentual de la serie de precios pronosticados. Elaboración propia con datos obtenidos del Simulador de Riesgo.

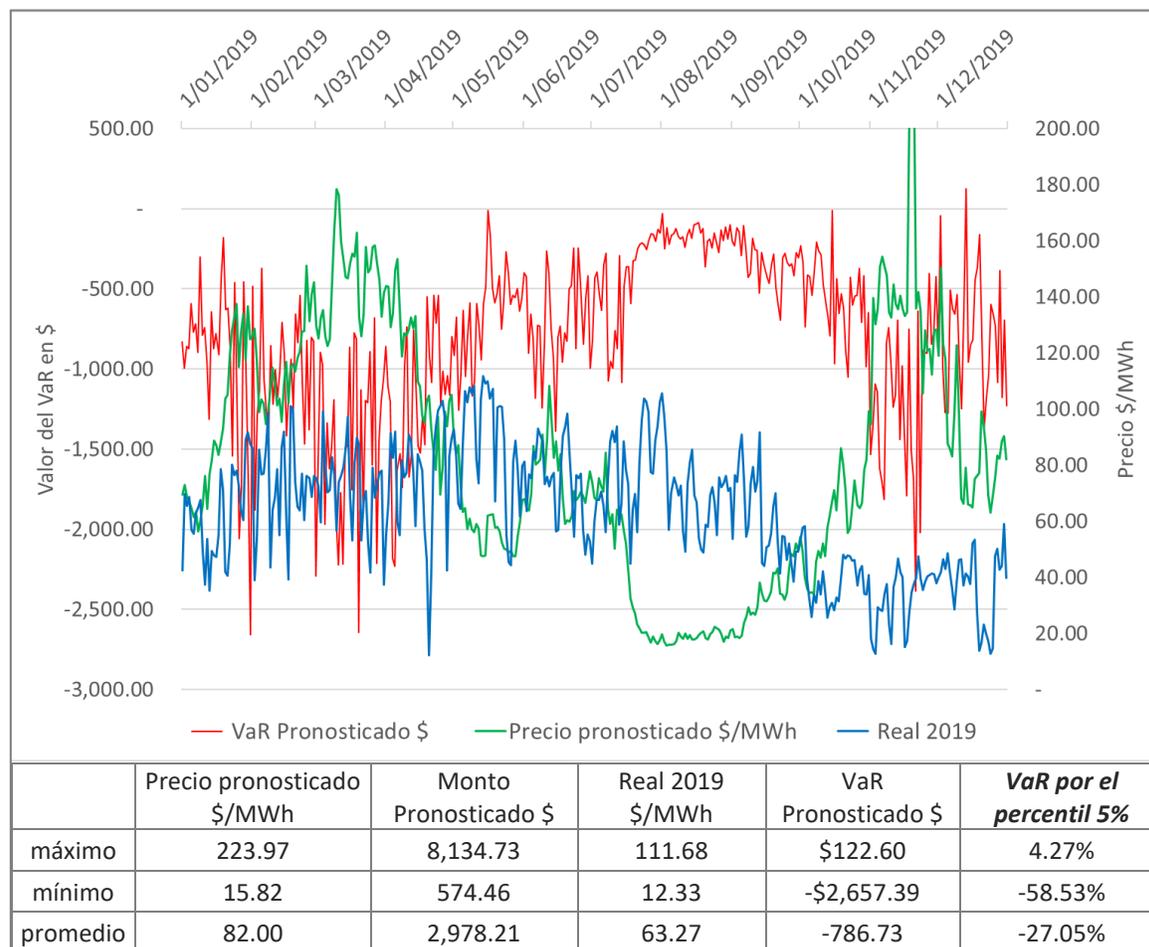
El VaR monetario del precio para esta técnica se determinó multiplicando cada uno de los datos de valores en riesgo porcentuales diarios obtenidos por la estimación de precios pronosticados y por el consumo lineal del ejercicio, esto es el valor de 36.32MWh de energía diarios.

En la **Figura 34** se muestra el comportamiento gráfico del precio pronosticado, contra el precio real del 2019 y el comportamiento del VaR monetario pronosticado, en un gráfico de dos ejes verticales; el eje vertical de la izquierda representa el monto económico del VaR y el eje vertical de la derecha muestra el precio pronosticado, respecto el tiempo. Entonces, de una manera gráfica se pudo verificar que cuando el precio pronosticado tiene picos en los meses de febrero, marzo, abril y noviembre las pérdidas de esos meses se incrementan, por lo que se considera que el precio de la energía eléctrica está expuesto al riesgo del mercado. El VaR

promedio para el pronóstico del año 2019 fue de -27.05%, considerando una volatilidad de precios importante para los análisis.

### Figura 34

Gráfico del VaR monetario y el precio spot pronosticado por medio del proceso de difusión de salto con deriva para 365 días



Nota: el gráfico muestra las curvas del VaR monetario y el del precio spot pronosticados. Elaboración propia con datos obtenidos del Simulador de Riesgo.

Si se comparan los datos del VaR en la **Tabla 10**, respecto al VaR promedio obtenido de este análisis, de -\$786.73/MWh, se puede determinar que máximo VaR continuará siendo el de -\$853.38. Entonces, se pueden considerar los valores en

riesgo pronosticados e indicados en la **Figura 32** para los posteriores cálculos que se elaboren sobre la gestión con los contratos derivados de futuros. Además, con esta serie de valores en riesgo, cualquier agente del sector mayorista podría considerar las mejores estrategias para mitigar el riesgo de mercado, en la fecha que necesite vender o consumir energía eléctrica.

En la **Tabla 11** se muestra un extracto de los valores de salida del pronóstico de precios por medio de la técnica demostrada, el monto económico de transacción esperada, los precios de energía eléctrica reales el 2019, los valores diarios del VaR pronosticado diario y el resultante del percentil 5%. Con esta información se obtuvo el VaR máximo anual sería de -\$287,157.47 y la volatilidad promedio de 11.31%.

**Tabla 11**

*Determinación del VaR por medio del cálculo del percentil 5% para la rentabilidad logarítmica de precios pronosticados del proceso Browniano de difusión de salto*

Fecha	Precio Difusión de Salto	Rentabilidad de Precios	Monto Promedio en \$	Real 2019	Monto VaR Pronosticado \$	VaR por el percentil 5%
1/01/2019	69.36	Logarítmica	2,519.10	42.54	-832.62	-33.05%
2/01/2019	73.06	5.20%	2,653.61	69.74	-993.99	-37.46%
3/01/2019	68.59	-6.31%	2,491.32	65.49	-857.92	-34.44%
4/01/2019	66.97	-2.39%	2,432.51	68.65	-872.82	-35.88%
5/01/2019	64.60	-3.60%	2,346.42	56.88	-593.64	-25.30%
6/01/2019	61.42	-5.05%	2,230.85	55.50	-769.91	-34.51%
7/01/2019	63.21	2.87%	2,295.74	63.01	-718.45	-31.29%
26/12/2019	75.19	8.68%	2,730.98	47.46	-730.86	-26.76%
27/12/2019	83.31	10.26%	3,026.03	50.29	-1,086.03	-35.89%
28/12/2019	82.34	-1.18%	2,990.68	42.82	-385.41	-12.89%
29/12/2019	88.56	7.28%	3,216.61	44.13	-1,177.13	-36.60%

30/12/2019	90.48	2.14%	3,286.32	59.06	-694.68	-21.14%
31/12/2019	82.07	-9.75%	2,980.90	39.73	-1,229.06	-41.23%
<b>máximo</b>	223.97	41.86%	8,134.73	111.68	-122.60	4.27%
<b>mínimo</b>	15.82	-50.04%	574.46	12.33	-2,657.39	-58.53%
<b>promedio</b>	82.00	0.05%	2,978.21	63.27	-786.73	<b>-27.05%</b>
<b>Desviaciones estándar o sumatoria de montos</b>	<b>43.57</b>	<b>11.31%</b>	<b>\$1,087,046.96</b>	<b>22.73</b>	<b>-\$287,157.47</b>	

*Nota:* la tabla muestra un extracto del cálculo del VaR por medio de la técnica del percentil 5% de la rentabilidad de precios pronosticados. Elaboración propia con datos obtenidos del Simulador de Riesgo.

Se pudo determinar entonces que, dentro de los pronósticos de precios para un año a partir de la serie de datos históricos, existe un riesgo latente que culminará en la existencia de los valores de pérdidas máximas futuras calculadas por medio del VaR. De esa cuenta, restará determinar el nivel de exposición al riesgo de mercado al que se enfrentan las fuerzas del mercado, oferente y demandantes del Mercado Mayorista de electricidad.

#### **4.3 Determinación de la exposición al riesgo de mercado de los participantes del Sector Mayorista del año 2018**

El grupo de participantes que se ha considerado a lo largo del presente estudio es el de los agentes del Mercado Mayorista que transan energía eléctrica dentro del mercado de oportunidad o spot. De esa cuenta, dentro del presente apartado se consideraron las series de datos históricos de montos económicos y montos del activo transados a lo largo del año 2018 por estos participantes.

Entonces, para la determinación de la exposición al riesgo de las dos fuerzas del Sector Mayorista se utilizó el concepto del riesgo sistemático determinado por medio

del coeficiente beta ( $\beta$ ) y aplicado al precio de oportunidad. Se elaboró el presente análisis sobre los agentes del Sector Mayorista que participaron en las transacciones del mercado spot del año 2018. Del total de 113 participantes productores y de 74 participantes consumidores de energía eléctrica, según datos de la página de Administrador Mayorista de Electricidad, quienes comercializaron un total de 1,536.21 GWh dentro el mercado spot, como se indicó en la **Tabla 1**.

Se elaboraron análisis separados, tanto de los generadores, donde se incluyen a los agentes productores de energía y comercializadores que vendieron sus excedentes de energía; así como de los consumidores, que incluyen a los grandes usuarios, distribuidores finales y comercializadores con su actividad de venta. Todo esto con la finalidad de determinar el riesgo sistemático  $\beta$  de cada grupo de participantes. Se pudo apreciar que algunos agentes como los comercializadores elaboran las dos acciones de venta y compra, pero no se consideró balancear sus transacciones en el tiempo. Esto con la finalidad de considerarlo como un agente puro oferente o demandante según el caso, el cual tuvo su propio peso porcentual dentro de la participación en cada lado del mercado.

1. El add-in de Excel, Risk Simulator, tiene un límite máximo de 100 series de datos que puede analizar en paralelo, de esa cuenta, no se pudieron analizar las 113 series de datos de precios de los generadores, sino 99, ya que la número 100 corresponderá a la rentabilidad del precio spot del año 2018. Las catorce series que se eliminaron fueron las que tuvieron una baja participación en términos de movimiento de energía para este año.
2. Sobre los participantes consumidores, se delimitó a una cantidad de 40, debido a que los restantes tuvieron balances de energía cercanos a cero, esto es que dentro de sus transacciones anuales tuvieron alguna participación en venta, posiblemente como excedentes de sus transacciones en el mercado a término. De esa cuenta, las desviaciones estándar de estos participantes se acercaron a cero, por lo que se consideró retirarlos para que

no afectara esta gestión de riesgo individual, en el cálculo de betas de este análisis.

Para aplicar el concepto de rentabilidad de precios sobre para cada uno de los participantes indicados, se elaboraron los siguientes cálculos.

- a) Se procesaron doce documentos mensuales, con la información de las transacciones económicas reportadas en la página web del AMM del año 2018 (AMM, 2019); los cuales tienen hojas con la información de las transacciones diarias específicas de energía y montos económicos, transados en el mercado spot. En la **Figura 35** se ejemplifica una impresión de pantalla de uno de estos documentos procesados.

**Figura 35**

*Impresión de pantalla del resultado diario de transacciones de energía en kWh del mes de julio 2018 como ejemplo*

Productor	Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
AGEN, S. A.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AGRICOLA LA ENTRADA, S. A.		3,617.00	9,404.00	8,700.00	4,286.00	3,923.00	3,077.00	1,999.00	1,264.00	2,096.00	2,021.00	3,322.00	9,574.00	9,649.00	4,893.00	2,224.00	9,241.00	4,279.00	3,064.00	3,914.00	2,491.00	2,854
AGRO COMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC, S. A.		1,472.00	(1,494.00)	(23,247.00)	(23,451.00)	(35,763.00)	(34,370.00)	(19,170.00)	(37,592.00)	(45,519.00)	(42,948.00)	(45,427.00)	(50,615.00)	155,523.00	14,484.00	4,452.00	165,347.00	15,452.00	163,744.00	16,679.00	162,377.00	153,67
AGROFORESTAL EL CEDRO, S. A.		-	(1.00)	-	-	(0.00)	-	(1.00)	-	-	-	-	-	(1.00)	-	(1.00)	-	-	-	-	-	-
AGROGENERADORA, S. A.		(772.00)	(761.00)	(324.00)	(721.00)	(764.00)	(324.00)	(721.00)	(775.00)	(799.00)	(769.00)	(374.00)	(374.00)	(375.00)	(374.00)	(375.00)	(374.00)	(375.00)	(374.00)	(375.00)	(374.00)	(375.00)
AGROINDUSTRIAL PIEDRA NEGRA, S. A.		-	-	(8.00)	(1.00)	(2.00)	(2.00)	(29.00)	-	(1.00)	(3.00)	(3.00)	(3.00)	(2.00)	(25.00)	(19.00)	(19.00)	(19.00)	(19.00)	(19.00)	(19.00)	(19.00)
AGROPECUARIA ALTORRA, S. A.		2,499.00	2,463.00	2,001.00	2,499.00	2,464.00	2,001.00	1,972.00	3,164.00	2,451.00	2,000.00	2,201.00	3,254.00	2,822.00	2,467.00	1,962.00	3,193.00	2,427.00	2,017.00	2,464.00	1,972.00	2,10
AGROPROP, S. A.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AGULAR, ARIMANY, ASOCIADOS CONSULTORES, S. A.		(1.00)	-	(1.00)	-	(25.00)	(3.00)	(6.00)	(4.00)	(2.00)	(3.00)	(15.00)	-	-	(4.00)	-	(7.00)	(2.00)	(6.00)	-	-	-
ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S. A.		(10,066.00)	(32,404.00)	(19,548.00)	(18,103.00)	(162,415.00)	(111,523.00)	(112,430.00)	31,434.00	(87,756.00)	72,492.00	103,181.00	164,644.00	249,448.00	181,228.00	164,510.00	12,936.00	(19,324.00)	15,747.00	(102,644.00)	(104,624.00)	(92,71
ANACAPRI, S. A.		-	(2,921.00)	(2,419.00)	(14,739.00)	(3,004.00)	(3,619.00)	(3,433.00)	(4,321.00)	(4,241.00)	(4,442.00)	(3,943.00)	(3,719.00)	(4,021.00)	(4,044.00)	(4,044.00)	(4,044.00)	(4,044.00)	(4,044.00)	(4,044.00)	(4,044.00)	(4,044.00)
BIOMASS ENERGY, S. A.		453,243.00	284,694.00	372,241.00	210,714.00	189,000.00	21,759.00	456,474.00	102,377.00	347.00	49,790.00	51,901.00	55,415.00	224,117.00	165,149.00	490,516.00	125,740.00	246,499.00	144,912.00	164,047.00	44,204.00	59,54
CAUDALES RENOVABLES S. A.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CENTRAL AGRO INDUSTRIAL GUATEMALTECA, SOCIEDAD		474,074.00	799,114.00	1,042,071.00	1,040,284.00	1,046,751.00	1,040,444.00	674,764.00	1,041,616.00	1,041,514.00	1,040,284.00	1,071,051.00	1,042,707.00	221,056.00	1,042,251.00	954,376.00	959,159.00	101,254.00	101,254.00	101,254.00	101,254.00	101,254.00
CINCO M, S. A.		59,939.00	(17,728.00)	(17,499.00)	(23,145.00)	(26,407.00)	(15,076.00)	(15,773.00)	(25,271.00)	(24,221.00)	(42,245.00)	(40,223.00)	(27,714.00)	(1,619.00)	(29,227.00)	(31,636.00)	(5,749.00)	(39,227.00)	(31,636.00)	(5,749.00)	16,037.00	(5,652.00)
COMERCIALIZADORA COMERTITLAN, S. A.		(22,243.00)	(44,100.00)	(24,471.00)	(27,035.00)	(21,464.00)	(21,028.00)	(23,109.00)	(23,231.00)	(24,021.00)	(21,401.00)	(42,222.00)	(11,415.00)	(24,179.00)	(40,727.00)	(31,249.00)	(49,324.00)	(31,795.00)	(40,002.00)	(42,147.00)	(47,244.00)	(52.00)
COMERCIALIZADORA DE ENERGIA PARA EL DESARROLLO		4,371.00	4,771.00	4,401.00	4,103.00	3,391.00	3,441.00	3,496.00	3,451.00	3,497.00	3,203.00	3,251.00	4,654.00	4,349.00	3,492.00	3,279.00	3,257.00	3,161.00	3,205.00	3,435.00	3,224.00	3,17
COMERCIALIZADORA ELECTRICA DE GUATEMALA, S.A.		1,040,414.00	1,075,175.00	1,043,100.00	1,110,201.00	1,046,249.00	(117,577.00)	(747,829.00)	(710,253.00)	(765,620.00)	(947,222.00)	(1,040,414.00)	(944,077.00)	(946,104.00)	(929,450.00)	(842,544.00)	(793,511.00)	(1,040,414.00)	(944,077.00)	(946,104.00)	(929,450.00)	(842,544.00)
COMERCIALIZADORA ELECTRICA DEL PACIFICO, S. A.		11,478.00	43,144.00	49,218.00	49,223.00	47,223.00	43,247.00	47,233.00	51,119.00	47,712.00	55,600.00	59,491.00	59,625.00	56,173.00	53,179.00	59,063.00	49,456.00	41,579.00	49,022.00	50,210.00	49,209.00	54,71
COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A.		19,459.00	35,974.00	38,390.00	37,072.00	5,968.00	14,311.00	12,247.00	5,401.00	(32,632.00)	34,675.00	194,324.00	179,310.00	92,214.00	19,974.00	14,499.00	17,409.00	42,769.00	21,324.00	16,529.00	14,232.00	178,61

Nota: la gráfica muestra la pantalla de salida de Excel. Elaboración propia con datos obtenidos del Simulador de Riesgo.

- b) Se determinaron los precios diarios de las transacciones de cada agente participante generador y consumidor, haciendo la división entre el monto diario económico en dólar estadounidense \$ y el aporte o consumo de energía en kWh.
- c) Con la determinación de precios diarios, se obtuvieron las rentabilidades logarítmicas de precios diarios. En la **Tabla 12** se muestran las rentabilidades logarítmicas promedio anual para los 99 participantes generadores, cuyo rendimiento promedio fue de 0.18% para ese año.

**Tabla 12**

*Rentabilidad de precios promedio de los participantes generadores*

Participante generador	Rentabilidad media	Participante generador	Rentabilidad media
AGEN, S. A.	159.7%	HIDRO JUMINA, S. A.	0.6%
AGRO COMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC, S. A.	2.6%	HIDRO XACBAL	-12.3%
AGROFORESTAL EL CEDRO, S. A.	-0.2%	HIDROELECTRICA EL BROTE, S. A.	-1.0%
AGROGENERADORA, S. A.	-0.1%	HIDROELECTRICA EL COBANO, S. A.	4.9%
AGROINDUSTRIAL PIEDRA NEGRA, S. A.	6.6%	HIDROELECTRICA EL COROZO	-0.8%
AGROPECUARIA ALTORR, S. A.	-20.0%	HIDROELECTRICA MAXANAL, S.A.	3.3%
AGROPROP, S. A.	5.5%	HIDROELECTRICA RAAXHA, S. A.	-0.2%
AGUILAR, ARIMANY, ASOCIADOS CONSULTORES, S. A.	-0.1%	HIDROELECTRICA SAC-JA, S. A.	-0.9%
ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S. A.	-3.0%	HIDROELECTRICA SAMUC, S. A.	1.6%
ANACAPRI, S. A.	8.1%	HIDROELECTRICA SANTA ANITA, S.A.	-7.1%
BIOMASS ENERGY, S. A.	-4.1%	HIDROELÉCTRICA CARMEN AMALIA, S. A.	4.9%
CAUDALES RENOVABLES S. A.	2.9%	HIDROELÉCTRICA CHOLIVÁ, S. A.	-3.4%
CENTRAL AGROINDUSTRIAL GUATEMALTECA, SOCIEDAD ANONIMA	-0.3%	HIDROLECT, S. A.	-2.6%
CINCO M, S. A.	-7.2%	HIDROPOWER SDMM, S. A.	3.1%
COMERCIALIZADORA COMERTITLAN, S. A.	11.0%	HIDROSACPUR, S. A.	-0.3%
COMERCIALIZADORA DE ENERGIA PARA EL DESARROLLO, S. A.	-11.5%	HIDROXOCOBIL, S. A.	-2.7%
COMERCIALIZADORA ELECTRICA DE GUATEMALA, S.A.	8.4%	INDUSTRIAS DE BIOGAS, S. A.	-1.6%

COMERCIALIZADORA ELECTRICA DEL PACIFICO, S. A.	-41.8%	INGENIO LA UNION, S.A.	6.2%
COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A.	44.4%	INGENIO MAGDALENA, S.A.	1.1%
COMERCIALIZADORA ORAZUL ENERGY DE CENTRO AMERICA, LTDA.	-1.7%	INGENIO PALO GORDO, S. A.	13.1%
COMPAÑÍA ELECTRICA LA LIBERTAD, S. A.	1.2%	INGENIO TULULA, S. A.	-15.3%
COMPAÑÍA AGRÍCOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S.A.	-5.5%	INVERSIONES ATENAS, S. A.	-2.8%
COMPAÑÍA AGRÍCOLA, O.V., S. A.	-3.3%	INVERSIONES NACIMIENTO, S. A.	2.0%
COMPRA DE MATERIAS PRIMAS, S. A.	1.3%	INVERSIONES PASABIEN, S.A.	-14.7%
CONSTRUCTORA S & M	-2.2%	ION ENERGY, S. A.	9.9%
CORALITO, S. A.	-1.4%	JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC.	11.1%
CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA, S.A.	2.1%	MERELEC GUATEMALA, S. A.	0.1%
DESARROLLOS LAS UVITAS, S. A.	-0.8%	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S. C. A.	3.2%
EL PILAR, S. A.	0.2%	OSCANNA, S. A.	-0.2%
ELECTRO GENERACION S. A.	-1.7%	OXEC, S. A.	2.4%
EMPRESA DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INDE	81.5%	OXEC II, S. A.	-1.4%
EMPRESA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INDE	-71.8%	PANTALEON, S.A.	-0.9%
ENERGIA DEL CARIBE, S. A.	-4.0%	PAPELES ELABORADOS, S. A.	6.9%
ENERGIA LIMPIA DE GUATEMALA, S. A.	9.1%	PROYECTOS SOSTENIBLES DE GUATEMALA, S. A.	1.0%
ENERGIAS DEL OCOSITO, S. A.	-15.1%	PUERTO QUETZAL POWER LLC	-6.2%
ENERGIAS RENOVABLES AMLO, S. A.	3.1%	PUNTA DEL CIELO, S. A.	1.4%
ENERGIAS SAN JOSE, S. A.	2.7%	REGIONAL ENERGETICA, S. A.	-0.9%
EOLICO SAN ANTONIO EL SITIO, S.A.	-6.3%	RENACE, S. A.	7.4%
ESI, S. A.	8.2%	RENOVABLES DE GUATEMALA, S. A.	0.8%
GENEPAL, S. A.	2.8%	SAN DIEGO, S.A.	7.4%
GENERADORA DEL ATLANTICO, S. A.	-4.1%	SERVICIOS CM, S. A.	-9.2%
GENERADORA DE ENERGIA EL PRADO, S. A.	1.4%	SERVICIOS EN GENERACION, S. A.	0.0%
GENERADORA DE OCCIDENTE LTDA.	2.4%	SIBO, S. A.	3.2%
GENERADORA DEL ESTE, S. A.	-8.2%	SOLARIS GUATEMALA, S. A.	-5.3%
GENERADORA ELECTRICA LA PAZ, S. A.	1.7%	TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD, S. A.	1.3%
GENERADORA ELECTRICA LAS VICTORIAS, S. A.	0.9%	TUNCAJ, S. A.	-1.4%

GENERADORA ELÉCTRICA DEL NORTE, LIMITADA	2.0%	VIENTO BLANCO, S. A.	8.1%
GRUPO CUTZÁN, S. A.	-11.2%	VISION DE AGUILA, S. A.	-2.9%
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE, S. A.	5.8%	XOLHUITZ PROVIDENCIA, S. A.	-3.1%
GENERADORA MONTECRISTO, S. A.	0.4%		

*Nota:* la tabla muestra los resultados de cálculo de rentabilidades de los Agentes Generadores. Datos obtenidos de los cálculos propios.

- d) En la **Tabla 13** se muestran las rentabilidades logarítmicas promedio anual de los precios para los 40 participantes consumidores, del Sector Mayorista de Guatemala, cuyo rendimiento promedio anual fue de 1.61% respectivamente. Para ambos rendimientos de generadores y consumidores, el promedio anual se denominará rendimiento  $b = 0.90\%$ .

**Tabla 13**

*Rentabilidad de precios promedio de participantes consumidores*

Participante consumidor	Promedio	Participante consumidor	Promedio
AGENCIAS J. I. COHEN	1.7%	EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA, S. A.	0.1%
APM TERMINALS QUETZAL, S. A.	0.0%	EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED, S. A., SUCURSAL GUATEMALA	0.3%
CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	0.3%	ENTRE RIOS SUSTAINABLE WOODS, S. A.	-0.4%
COMERCIALIZADORA CENTROAMERICANA DE ENERGIA LA CEIBA, S. A.	0.0%	ENTRE RIOS, S. A.	-0.2%
COMERCIALIZADORA DE ELECTRICIDAD CENTROAMERICANA, S.A.	0.3%	GUATEMALA DE MOLDEADOS, S. A.	-3.8%
COMERCIALIZADORA DE ENERGIA PARA EL DESARROLLO, S. A.	2.6%	INMOBILIARIA LA ROCA, S. A.	2.4%
COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA SAN DIEGO, S. A.	-0.1%	INGENIO TULULA, S. A. (EXPORTACIÓN LA VEGA)	0.1%
COMERCIALIZADORA ELECTRICA DE GUATEMALA, S.A.	1.9%	INSTITUTO DE RECREACION DE LOS TRABAJADORES (GUSIRTNE0000001)	-1.0%
COMERCIALIZADORA ELECTRICA DEL PACIFICO, S. A.	0.3%	INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION (EDIFICIO INDE)	-0.7%

COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S. A.	2.1%	ION ENERGY, S. A.	0.7%
COMERCIALIZADORA ELECTRICA LA UNION, S. A.	-0.4%	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A.	0.3%
COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S. A. (EXPORTACIÓN PANALUYA)	0.0%	MERELEC GUATEMALA, S. A.	0.0%
COMERCIALIZADORA GUATEMALTECA MAYORISTA DE ELECTRICIDAD S.A.	0.0%	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S. C. A.	0.3%
CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA, S.A.	0.0%	PASTEURIZADORA FOREMOST DAIRIES DE GUATEMALA, S. A.	0.2%
DESTILADORA DE ALCOHOLES Y RONES, S. A.	-0.8%	RECURSOS GEOTERMICOS, S. A.	0.0%
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, S. A.	-2.2%	SOLARIS GUATEMALA, S. A.	0.3%
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S. A.	1.6%	TERMINAL DE CONTENEDORES QUETZAL, S. A.	0.3%
ECONOENERGÍA, S. A.	0.3%	TRANSMISORA DE ENERGIA RENOVABLE S. A.	0.3%
EMPRESA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL INDE (demanda en puntos de Empresas Municipales)	-0.2%	TRANSPORTADORA DE ENERGIA DE CENTROAMERICA, S. A.	0.3%
EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGIA ELECTRICA	0.3%	TRANSPORTISTA ELECTRICA CENTROAMERICANA, S. A.	0.3%

*Nota:* la tabla muestra los resultados de cálculo de rentabilidades de los Agentes Consumidores. Datos obtenidos de los cálculos propios.

- e) Con las series de rentabilidades logarítmicas de precios anuales, se aplicaron los conceptos del apartado 2.5.2.2, sobre la determinación de las matrices de varianzas y covarianzas, tanto de los generadores como de los consumidores respecto el precio diario del spot. Estas matrices de varianza y covarianza se obtuvieron con el add-in Risk Simulator de Excel, como se muestra en la impresión de pantalla de Excel de la **Figura 36**.
- f) Con estos parámetros se determinaron los coeficientes betas de cada participante del mercado spot que se muestra en las dos tablas siguientes, esto dividiendo cada covarianza del participante, entre su respectiva varianza. Por ejemplo, en esa figura se puede verificar el valor del coeficiente

beta del precio del mercado oportunidad será 1 y para el consumidor AGENCIAS J.I. Cohen, fue de 0.4285, además para el generador AGROGENERADORA, S.A., el coeficiente beta fue de 0.4852. Ambos datos implican que tienen una volatilidad menor que la del propio mercado.

**Figura 36**

*Impresión de pantalla con datos de salida de las matrices de covarianza para los consumidores y los generadores 2018*

Covarianzas Consumidores												AR	AS	AT	AU
	POE 2018	AGENCIAS	APM TERM	CENTRAL C	COMERCIA	Varianzas	Beta								
1	0.0746											0.0746	=B2/AR2		
2	0.0397	0.0926										0.0926	0.4285		
3	0.0421	0.0131	0.0420									0.0420	1.0030		
4	0.0785	0.0424	0.0440	0.0832								0.0832	0.9428		
5	0.0552	0.0179	0.0426	0.0582	0.0567							0.0567	0.9746		
6	0.0781	0.0428	0.0430	0.0829	0.0576	0.0832						0.0832	0.9396		
7	0.0794	0.0418	0.0457	0.0835	0.0611	0.0828	0.3588					0.3588	0.2213		
8	0.0018	0.0021	0.0000	0.0020	0.0014	0.0022	0.0004	0.0041				0.0041	0.4433		
9	0.0142	0.0134	0.0122	0.0139	0.0150	0.0138	0.0168	0.0014	0.2738			0.2738	0.0518		
10	0.0778	0.0422	0.0431	0.0825	0.0578	0.0827	0.0868	0.0005	0.0177	0.0877		0.0877	0.8876		
11	0.0669	0.0279	0.0409	0.0705	0.0522	0.0699	0.0825	0.0019	0.0011	0.2783		0.2783	0.2402		
12	0.0780	0.0220	0.0502	0.0807	0.0777	0.0808	0.0717	0.0002	0.0012	0.8648		0.8648	0.0902		
13	0.0178	0.0007	0.0167	0.0182	0.0180	0.0184	0.0186	0.0000	0.0074	0.0183		0.0183	0.9750		
14	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000		0.0000	-		
15	0.0537	0.0192	0.0420	0.0567	0.0550	0.0560	0.0570	0.0017	0.0155	0.0565		0.0565	0.9516		
16	0.0173	0.0426	0.0160	0.0183	0.0174	0.0175	0.0221	0.0002	0.0057	0.1327		0.1327	0.1302		
17	0.0509	0.0271	0.0225	0.0544	0.0350	0.0547	0.0655	0.0022	0.0154	0.5117		0.5117	0.0995		
18	0.0682	0.0115	0.0508	0.0753	0.0561	0.0741	0.0865	0.0012	0.0459	0.6976		0.6976	0.0977		
19	0.0798	0.0432	0.0440	0.0848	0.0588	0.0849	0.0846	0.0021	0.0143	0.9132		0.9132			

Covarianzas Generadores												AR	AS	AT	AU
	POE 2018	AGEN, S. A.	AGRO COM	AGROFORE	AGROGENÉ	AGROINDU	AGROPECU	AGROPROF	AGUILAR, A	Varianzas	Beta				
1	0.0746										0.0746	1.0000			
2	0.0469	7.82									7.8226	=B2/CY3			
3	0.0133	0.03	0.10								0.0963	0.1385			
4	0.0372	0.08	0.01	0.15							0.1452	0.2562			
5	0.0315	0.03	0.00	0.02	0.06						0.0650	0.4852			
6	0.0702	0.07	0.02	0.04	0.03	0.17					0.1668	0.4211			
7	0.0509	0.04	0.01	0.02	0.03	0.02	0.16				0.1649	0.3087			
8	0.0207	0.08	0.01	0.00	0.01	0.02	0.02	0.05			0.0535	0.3866			
9	0.0121	0.01	0.01	0.00	0.01	0.02	0.00	0.01	0.03		0.0287	0.4208			
10	0.0323	0.02	0.00	0.03	0.01	0.02	0.02	0.00	0.01	0.0910		0.3546			
11	0.0655	0.07	0.01	0.03	0.03	0.08	0.03	0.02	0.01	0.9939		0.6977			
12	0.0646	0.14	0.01	0.05	0.01	0.07	0.03	0.02	0.01	0.4865		0.1327			
13	0.0030	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.0662		0.0447			
14	0.0147	0.03	0.00	0.01	0.01	0.02	0.00	0.00	0.01	0.0398		0.3692			
15	0.0674	0.04	0.01	0.03	0.03	0.03	0.06	0.03	0.01	0.1557		0.4327			
16	0.0670	0.20	0.02	0.03	0.03	0.10	0.01	0.01	0.01	0.1986		0.3371			
17	0.0711	0.00	0.02	0.03	0.03	0.04	0.09	0.02	0.01	0.1307		0.5440			
18	0.0811	0.06	0.01	0.04	0.04	0.07	0.05	0.02	0.01	0.1212		0.6689			
19	0.0675	0.14	0.03	0.07	0.01	0.01	0.08	0.04	0.01	2.2161		0.0305			
20	0.0809	0.06	0.00	0.05	0.05	0.13	0.01	0.01	0.00	2.3024		0.0351			
21	0.0015	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0063		0.2406			
22	0.0041	0.05	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0707		0.0582			
23	0.0733	0.24	0.00	0.03	0.04	0.07	0.06	0.01	0.01	0.3681		0.1992			
24	0.0343	0.02	0.01	0.02	0.02	0.02	0.04	0.01	0.00	0.0752		0.4560			
25	0.0021	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0168		0.1272			
26	0.0437	0.01	0.00	0.02	0.02	0.04	0.03	0.01	0.00	0.0498		0.8777			

Nota: la imagen muestra las pantallas de salida del cálculo en Excel de los coeficientes beta. Elaboración propia con datos obtenidos del Simulador de Riesgo.

En las **Tabla 14** y en **Tabla 15** se muestran los resúmenes de los coeficientes beta para cada participante del mercado spot de Guatemala, además se muestra el riesgo con las desviaciones estándar, el peso porcentual de sus transacciones totales en el año respecto al total y la multiplicación del coeficiente beta por el peso. La suma del total indicará el coeficiente beta del sistema de participantes vendedores de energía eléctrica y el coeficiente beta del sistema para los participantes consumidores de energía eléctrica.

**Tabla 14**

*Coefficientes betas, riesgos y pesos porcentuales de los Generadores*

Participante generador	Beta	Riesgo (Desv.Est)	Peso %	Beta * Peso
ENERGIA DEL CARIBE, S. A.	0.3377	0.3576	17.52%	0.0592
EMPRESA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INDE	0.1529	0.6338	17.50%	0.0268
COMERCIALIZADORA ELECTRICA DE GUATEMALA, S.A.	0.6689	0.3486	14.32%	0.0958
COMPAÑÍA AGRÍCOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S.A.	0.1992	0.6076	9.03%	0.0180
ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S. C. A.	0.3257	0.2471	7.63%	0.0248
COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A.	0.0351	1.5194	4.42%	0.0016
RENOVABLES DE GUATEMALA, S. A.	0.2808	0.4555	4.05%	0.0114
OXEC, S. A.	0.3715	0.4578	3.97%	0.0148
GENEPAL, S. A.	0.5568	0.3694	3.87%	0.0215
CENTRAL AGROINDUSTRIAL GUATEMALTECA, SOCIEDAD ANONIMA	0.3692	0.1998	3.52%	0.0130
GENERADORA ELÉCTRICA DEL NORTE, LIMITADA	0.4550	0.2955	3.45%	0.0157
JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC.	0.1329	0.5886	3.44%	0.0046
SAN DIEGO, S.A.	0.2566	0.5641	3.35%	0.0086
EMPRESA DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INDE	0.2137	0.6223	3.11%	0.0066
GENERADORA DEL ESTE, S. A.	0.1934	0.7060	3.07%	0.0059
RENACE, S. A.	0.3143	0.4591	2.96%	0.0093
GENERADORA DE OCCIDENTE LTDA.	0.2100	0.5575	2.69%	0.0056
ENERGIAS SAN JOSE, S. A.	0.2864	0.3241	1.96%	0.0056
ESI, S. A.	0.4373	0.4091	1.78%	0.0078
ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S. A.	0.3546	0.3020	1.63%	0.0058
INGENIO LA UNION, S.A.	0.3998	0.4326	1.53%	0.0061
INVERSIONES PASABIEN, S.A.	0.3972	0.3789	1.43%	0.0057
INGENIO PALO GORDO, S. A.	0.1353	0.6521	1.22%	0.0016
INGENIO TULULA, S. A.	0.1856	0.5530	0.97%	0.0018
EL PILAR, S. A.	0.8075	0.2149	0.92%	0.0075
AGRO COMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC, S. A.	0.1385	0.3107	0.72%	0.0010
COMERCIALIZADORA COMERTITLAN, S. A.	0.3371	0.4463	0.65%	0.0022
OXEC II, S. A.	0.4084	0.3025	0.63%	0.0026
ELECTRO GENERACION S. A.	0.6459	0.2304	0.58%	0.0037

COMERCIALIZADORA ELECTRICA DEL PACIFICO, S. A.	0.0305	1.4907	0.51%	0.0002
TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD, S. A.	0.5091	0.3375	0.50%	0.0026
COMERCIALIZADORA DE ENERGIA PARA EL DESARROLLO, S. A.	0.5440	0.3620	0.49%	0.0027
COMPRA DE MATERIAS PRIMAS, S. A.	0.1272	0.1297	0.47%	0.0006
PANTALEON, S.A.	0.3564	0.3753	0.46%	0.0016
ENERGIA LIMPIA DE GUATEMALA, S. A.	0.1141	0.6321	0.34%	0.0004
SOLARIS GUATEMALA, S. A.	0.9471	0.2637	0.24%	0.0023
MERELEC GUATEMALA, S. A.	0.4454	0.2136	0.22%	0.0010
COMERCIALIZADORA ORAZUL ENERGY DE CENTRO AMERICA, LTDA.	0.2406	0.0793	0.19%	0.0005
HIDROELECTRICA EL BROTE, S. A.	0.2948	0.5092	0.17%	0.0005
GENERADORA MONTECRISTO, S. A.	0.8462	0.1505	0.14%	0.0012
INVERSIONES ATENAS, S. A.	0.7718	0.1530	0.13%	0.0010
ION ENERGY, S. A.	0.3104	0.3239	0.12%	0.0004
HIDRO JUMINA, S. A.	0.6758	0.1775	0.10%	0.0007
HIDROLECT, S. A.	0.6641	0.2970	0.08%	0.0005
HIDROELECTRICA SANTA ANITA, S.A.	0.6234	0.3023	0.07%	0.0004
VIENTO BLANCO, S. A.	0.1950	0.6382	0.05%	0.0001
GENERADORA DEL ATLANTICO, S. A.	0.5551	0.3759	0.04%	0.0002
HIDROELÉCTRICA CHOLIVÁ, S. A.	0.3113	0.2457	0.04%	0.0001
XOLHUITZ PROVIDENCIA, S. A.	0.4470	0.2281	0.04%	0.0002
AGROPECUARIA ALTORR, S. A.	0.3087	0.4067	0.03%	0.0001
CONSTRUCTORA S & M	0.8777	0.2236	0.03%	0.0003
REGIONAL ENERGETICA, S. A.	0.3156	0.3319	0.03%	0.0001
ENERGIAS DEL OCOSITO, S. A.	0.0759	0.8215	0.03%	0.0000
HIDROXOCOBIL, S. A.	0.1874	0.4579	0.02%	0.0000
HIDROELECTRICA SAMUC, S. A.	0.2656	0.3020	0.02%	0.0001
INDUSTRIAS DE BIOGAS, S. A.	0.4144	0.3881	0.01%	0.0001
DESARROLLOS LAS UVITAS, S. A.	0.4798	0.4134	0.01%	0.0000
GENERADORA DE ENERGIA EL PRADO, S. A.	0.5210	0.3153	0.01%	0.0000
AGROINDUSTRIAL PIEDRA NEGRA, S. A.	0.4211	0.4090	0.01%	0.0000
GENERADORA ELECTRICA LA PAZ, S. A.	0.3139	0.3930	0.00%	0.0000
VISION DE AGUILA, S. A.	0.1773	0.4822	0.00%	0.0000
AGEN, S. A.	- 0.0060	2.8007	0.00%	- 0.0000
SIBO, S. A.	0.5120	0.2814	0.00%	0.0000
AGROPROP, S. A.	0.3866	0.2316	0.00%	0.0000
CAUDALES RENOVABLES S. A.	0.0447	0.2577	0.00%	0.0000
TUNCAJ, S. A.	0.3636	0.3803	0.00%	0.0000
SERVICIOS EN GENERACION, S. A.	0.3867	0.3032	0.00%	0.0000
AGUILAR, ARIMANY, ASOCIADOS CONSULTORES, S. A.	0.4208	0.1697	0.00%	0.0000
AGROFORESTAL EL CEDRO, S. A.	0.2562	0.3815	0.00%	0.0000
HIDROSACPUR, S. A.	0.1036	0.2453	0.00%	0.0000
ENERGIAS RENOVABLES AMLO, S. A.	0.1885	0.4392	0.00%	0.0000
GRUPO CUTZÁN, S. A.	0.6137	0.3530	0.00%	-0.0000
COMPAÑIA ELECTRICA LA LIBERTAD, S. A.	0.0582	0.2663	0.00%	-0.0000
HIDROPOWER SDMM, S. A.	0.2764	0.2251	0.00%	-0.0000
HIDROELECTRICA EL COROZO	0.1834	0.3406	0.00%	-0.0000
HIDROELÉCTRICA CARMEN AMALIA, S. A.	0.2262	0.2606	0.00%	-0.0000
COMPAÑIA AGRÍCOLA, O.V., S. A.	0.4560	0.2747	0.00%	-0.0000
GENERADORA ELECTRICA LAS VICTORIAS, S. A.	0.4119	0.3022	0.00%	-0.0000
PUNTA DEL CIELO, S. A.	0.3177	0.3128	0.00%	-0.0000
HIDROELECTRICA SAC-JA, S. A.	0.2224	0.1706	0.00%	-0.0000
CORALITO, S. A.	0.3816	0.2461	0.00%	-0.0000

OSCAN, S. A.	0.3858	0.2922	0.00%	-0.0000
HIDROELECTRICA RAAXHA, S. A.	0.3039	0.1569	0.00%	-0.0000
HIDROELECTRICA MAXANAL, S.A.	0.2195	0.2431	0.00%	-0.0000
AGROGENERADORA, S. A.	0.4852	0.2553	-0.01%	-0.0000
PROYECTOS SOSTENIBLES DE GUATEMALA, S. A.	0.2579	0.3509	-0.01%	-0.0000
EOLICO SAN ANTONIO EL SITIO, S.A.	0.3309	0.4078	-0.03%	-0.0001
ANACAPRI, S. A.	0.6977	0.3068	-0.05%	-0.0003
HIDROELECTRICA EL COBANO, S. A.	0.3020	0.5373	-0.13%	-0.0004
CINCO M, S. A.	0.4327	0.3951	-0.15%	-0.0007
INGENIO MAGDALENA, S.A.	0.2761	0.5059	-0.15%	-0.0004
GRUPO GENERADOR DE ORIENTE, S. A.	0.6963	0.3277	-0.20%	-0.0014
PUERTO QUETZAL POWER LLC	0.2976	0.3271	-0.26%	-0.0008
SERVICIOS CM, S. A.	0.2541	0.4743	-0.30%	-0.0008
PAPELES ELABORADOS, S. A.	0.0956	0.8773	-0.49%	-0.0005
CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA, S.A.	0.4475	0.2935	-2.51%	-0.0112
BIOMASS ENERGY, S. A.	0.1327	0.6984	-3.02%	-0.0040
HIDRO XACBAL	0.2752	0.5131	-7.19%	-0.0198
INVERSIONES NACIMIENTO, S. A.	0.2407	0.0975	-12.00%	-0.0289
<b>Riesgo sistémico generadores según sus betas * peso =</b>				<b>0.3430</b>

*Nota:* la tabla muestra los resultados de coeficientes beta de los participantes generadores. Elaboración propia con datos obtenidos manipulados en Excel.

**Tabla 15**

*Coefficientes betas, riesgos y pesos porcentuales de los Consumidores*

Participantes consumidores	Beta	Riesgo (Desv.Est)	Peso %	Beta * Peso
EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGIA ELECTRICA	0.9986	0.2738	53.59%	0.5351
COMERCIALIZADORA DE ENERGIA PARA EL DESARROLLO, S. A.	0.2213	0.5999	14.88%	0.0329
CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	0.9428	0.2889	14.69%	0.1385
ION ENERGY, S. A.	0.1046	0.7733	10.24%	0.0107
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION (EDIFICIO INDE)	0.6684	0.1826	7.14%	0.0477
SOLARIS GUATEMALA, S. A.	0.9536	0.2850	6.02%	0.0574
ECONOENERGÍA, S. A.	0.9132	0.2960	5.46%	0.0499
COMERCIALIZADORA GUATEMALTECA MAYORISTA DE ELECTRICIDAD S.A.	-	0.0000	5.35%	-
COMERCIALIZADORA DE ELECTRICIDAD CENTROAMERICANA, S.A.	0.9396	0.2888	5.09%	0.0479
COMERCIALIZADORA ELECTRICA DEL PACIFICO, S. A.	0.8876	0.2965	3.97%	0.0353

COMERCIALIZADORA ELECTRICA DE GUATEMALA, S.A.	0.0518	0.5240	2.44%	-0.0013
COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S. A.	0.2402	0.5283	2.12%	0.0051
COMERCIALIZADORA CENTROAMERICANA DE ENERGIA LA CEIBA, S. A.	0.9746	0.2384	2.02%	0.0197
COMERCIALIZADORA ELECTRICA LA UNION, S. A.	0.0902	0.9312	1.71%	0.0015
COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S. A. (EXPORTACIÓN PANALUYA)	0.9750	0.1354	1.04%	0.0101
EMPRESA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL INDE (DEMANDA PUNTOS EEMs)	0.4186	0.0201	0.47%	0.0020
RECURSOS GEOTERMICOS, S. A.	0.6648	0.1854	0.41%	0.0027
INMOBILIARIA LA ROCA, S. A.	0.1814	0.3153	0.37%	0.0007
TERMINAL DE CONTENEDORES QUETZAL, S. A.	0.9952	0.1658	0.30%	0.0030
APM TERMINALS QUETZAL, S. A.	1.0030	0.2051	0.20%	0.0020
PASTEURIZADORA FOREMOST DAIRIES DE GUATEMALA, S. A.	0.9636	0.2824	0.16%	0.0016
GUATEMALA DE MOLDEADOS, S. A.	0.0117	0.9090	0.13%	0.0000
INGENIO TULULA, S. A. (EXPORTACIÓN LA VEGA)	0.8317	0.0424	0.13%	0.0011
TRANSPORTADORA DE ENERGIA DE CENTROAMERICA, S. A.	0.9986	0.2738	0.10%	0.0010
TRANSPORTISTA ELECTRICA CENTROAMERICANA, S. A.	0.9987	0.2738	0.09%	0.0009
COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA SAN DIEGO, S. A.	0.4433	0.0638	0.09%	0.0004
INSTITUTO DE RECREACION DE LOS TRABAJADORES (GUSIRTNE0000001)	0.1483	0.8759	0.05%	0.0001
AGENCIAS J. I. COHEN	0.4285	0.3047	0.05%	0.0002
ENTRE RIOS, S. A.	0.1106	0.6009	0.02%	0.0000
EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA, S. A.	0.1355	0.7032	0.01%	0.0000
TRANSMISORA DE ENERGIA RENOVABLE S. A.	0.9986	0.2738	0.01%	0.0001
DESTILADORA DE ALCOHOLES Y RONES, S. A.	0.1302	0.3648	0.00%	0.0000
ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S. C. A.	0.9818	0.2725	0.00%	0.0000
EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED, S. A., SUCURSAL GUATEMALA	0.9985	0.2738	-0.03%	-0.0003
MERELEC GUATEMALA, S. A.	-	-	-0.04%	-
ENTRE RIOS SUSTAINABLE WOODS, S. A.	0.1294	0.5742	-0.06%	-0.0001
CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA, S.A.	0.9516	0.2380	-0.07%	-0.0007
MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A.	0.9590	0.2838	-0.75%	-0.0072
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S. A.	0.0977	0.8364	-7.58%	-0.0074
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, S. A.	0.0995	0.7163	-29.83%	-0.0297
<b>Riesgo sistémico de consumidores según sus betas por peso =</b>				<b>0.9636</b>

*Nota:* la tabla muestra los resultados de coeficientes beta de los participantes consumidores. Elaboración propia con datos obtenidos manipulados en Excel.

Con esta información, el riesgo sistémico para los participantes generadores de energía eléctrica es de 0.3430, implicando que el riesgo sistémico es menor que el del mercado para estos participantes. Para los participantes consumidores, el coeficiente beta es de 0.9636, casi acercándose a uno, implicando que el riesgo sistémico de estos participantes es casi similar al movimiento del mercado spot.

El riesgo sistemático de ambos grupos de participantes no es igual, debido a que este mercado no se rige por una oferta y demanda natural, sino que se basa al requerimiento temporal de energía que es demandada por el sistema en dicho tiempo y cuyo precio se regirá por el productor más barato en dicho momento. Además, los participantes pueden transar energía en este mercado, vendiendo excedentes o comprando faltantes de energía eléctrica, que se derive en particular de sus contratos fijos o a término, determinándose entonces que los agentes están expuestos al riesgo mercado por las transacciones mismas que ejecuten dentro del mercado spot.

Se determinó que este análisis era necesario, al considerar que el riesgo puede ser distinto para ambas fuerzas del mercado. De esa cuenta, se tomará la participación de las dos partes como de base para el análisis de las posibles posiciones que puedan tomar estos agentes, en la implementación de los instrumentos financieros derivados de energía eléctrica.

#### **4.4 Implementación de instrumentos financieros derivados de energía eléctrica dentro del Sector Mayorista de electricidad**

En el presente apartado se mostrarán los resultados del análisis de la aplicación de los conceptos de los instrumentos financieros derivados tipo forward, futuros y opciones sobre el activo subyacente de la energía eléctrica, esto considerando la información histórica del sector mayorista de electricidad del precio de oportunidad

de la energía eléctrica POE o mercado spot. Se resalta que el instrumento derivado tipo swap no se analizó, como se informó al inicio del presente capítulo.

De esa cuenta, luego de la cuantificación en los apartados anteriores sobre el nivel de exposición riesgo de mercado de la energía eléctrica, para los años históricos 2014 al 2018, así como la construcción de pronósticos del precio de la energía para el año 2019 y la determinación de los valores en riesgo VaR y el coeficiente beta del mercado, se elaboró la construcción de las curvas típicas de los instrumentos financieros indicados, como propuestas para la gestión ante la exposición del riesgo de mercado del sector mayorista de electricidad.

Dentro del análisis de los tres instrumentos financieros derivados se consideró como punto de partida que el precio inicial sería llamado como precio del día de hoy, cuyo valor fue el dado por el mercado spot para la fecha del 31 de diciembre del año 2018, el cual ascendió al valor de US\$66.68/MWh. Este monto económico fue utilizado como base para la determinación de las rentabilidades logarítmicas diarias del precio spot para el año 2019. Se consideró la no existencia de un rendimiento sobre el almacenaje del commodity, esto es  $a = \$0$ ; así como también, que el rendimiento sobre la rentabilidad de los precios anuales de los agentes consumidores y generadores, determinados en las tablas 11 y 12 de la sección 4.3, como del 0.18% y 1.61% respectivamente, sería el promedio de estos por un valor de  $b = 0.90\%$ , anual.

Para simplificar los análisis, se consideró la existencia de un único tamaño de contrato por un valor de 36.32MWh, esto según lo determinado en el apartado 4.2.1 como el monto promedio de energía diaria transada anualmente, entre generadores y consumidores en el año 2018. Esto es considerado suficiente para la ejemplificación y construcción de las curvas de derivados, en los análisis desarrollados. A continuación, se expondrán los análisis desarrollados sobre los instrumentos tipo forward, futuro y opciones, indicando en cada apartado otros supuestos considerados para las propuestas presentadas.

#### 4.4.1 Aplicación de los instrumentos contratos forward en el sector mayorista

Se elaboró el análisis del comportamiento de la curva de los contratos forward, según lo indicado en el apartado 2.6.1, considerando que este tipo de contratos se establece entre dos partes, que, para el sector mayorista, son los agentes generadores (tomando la posición corta en las transacciones), así como de los agentes consumidores (tomando la posición larga). Estas transacciones pueden elaborarse dentro Sector Mayorista, gestionado por el Administrador del Mercado Mayorista AMM o por medio de un nuevo mercado de derivados.

Si se considera que para el día 31 de diciembre del año 2018 (considerado como fecha inicial), el precio de oportunidad de la energía fue de 66.68 \$/MWh, pero se desea elaborar un contrato forward entre dos partes, para una serie de fechas futuros para su entrega, que estarían a 30, 60, 90, 120, 150 y 180 días a partir de la fecha de contratación; considerándose además que existió un rendimiento teórico de  $b = 0.90\%$ ; la no existencia de costos asociados a almacenamientos, esto es  $a = 0\%$  y que para el ejercicio se desea transar 1 contrato, con el tamaño de 36.32 MWh para entrega en cada uno de los días indicados.

Entonces, el precio de entrega del forward se determinó como  $F_T = S_T(1 + r_m - b)$ , con una rentabilidad  $r_m$  considerada logarítmica; además, que la utilidad final de quien toma la posición larga sería la diferencia entre el precio spot y el precio de la entrega del forward; y para quien toma la posición corta, la utilidad de la transacción sería el precio de entrega, determinada como  $k = S_T(r_m + a - b)$ .

Con estos supuestos, se elaboraron los cálculos por medio de hoja de cálculo Excel, con los resultados mostrados **Figura 37**, en donde se indica por medio de una impresión de pantalla, los cálculos ejecutados para el análisis del precio de entrega del forward a los días de plazo, así como las posibles ganancias y pérdidas que

obtuvieron los agentes Generadores, como vendedores del contrato forward; así como los agentes consumidores, como compradores del contrato forward.

Por lo tanto, se puede verificar que a 30 días (fecha de entrega del 30 de enero del 2019), el precio spot se posicionó en \$91.59/MWh, por lo que el agente vendedor tuvo una desmejora teórica en su utilidad por -\$28.26/MWh, ya que el precio del forward fue de \$119.85/MWh; y el agente consumidor tuvo una ganancia en contraparte. A 60 días (fecha de entrega del 1 de marzo del 2019) el generador continúa con pérdida, ya que el spot de \$75.31/MWh continúa arriba del precio inicial; sucediendo un cambio al día 90 (fecha del 31 de marzo del 2019), donde el spot de \$37.33/MWh se situó por debajo del precio inicial.

**Figura 37**

*Impresión de pantalla del cálculo en Excel de precios de entrega y utilidades de los agentes por medio de contratos forwards*

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following data and formulas:

n	ST	$F_T = S_T(1 + r_m - b)$	$k = S_T(r_m + a - b)$	vendedor de forward, posición corta	comprador del forward, posición larga
Fecha	día	Spot US\$/MWh	Precio de entrega del forward US\$/MWh	Utilidad Generador en US\$/MWh	Utilidad Consumidor en US\$/MWh
30/01/2019	30.00	91.59	=C38*(1+LN(C38/\$G\$1)-\$G\$5)	(28.26)	28.26
1/03/2019	60.00	75.31		(8.49)	8.49
31/03/2019	90.00	37.33		(21.99)	(21.99)
30/04/2019	120.00	89.57		(25.63)	25.63
30/05/2019	150.00	61.80		(5.25)	(5.25)
29/06/2019	180.00	55.19		(10.93)	(10.93)
pérdidas y ganancias				del generador (878.77)	del consumidor 878.77

Additional parameters shown in the spreadsheet:

- Spot Price: 66.68 USD/MWh del 31/12/2018
- Beneficio consumidor = 0.18%
- Beneficio generador = 1.61%
- Contrato forward = 36.32 MWh
- Generador Utilidad Ejercida US\$: (1,026.26)
- Consumidor Utilidad Ejercida US\$: 1,026.26

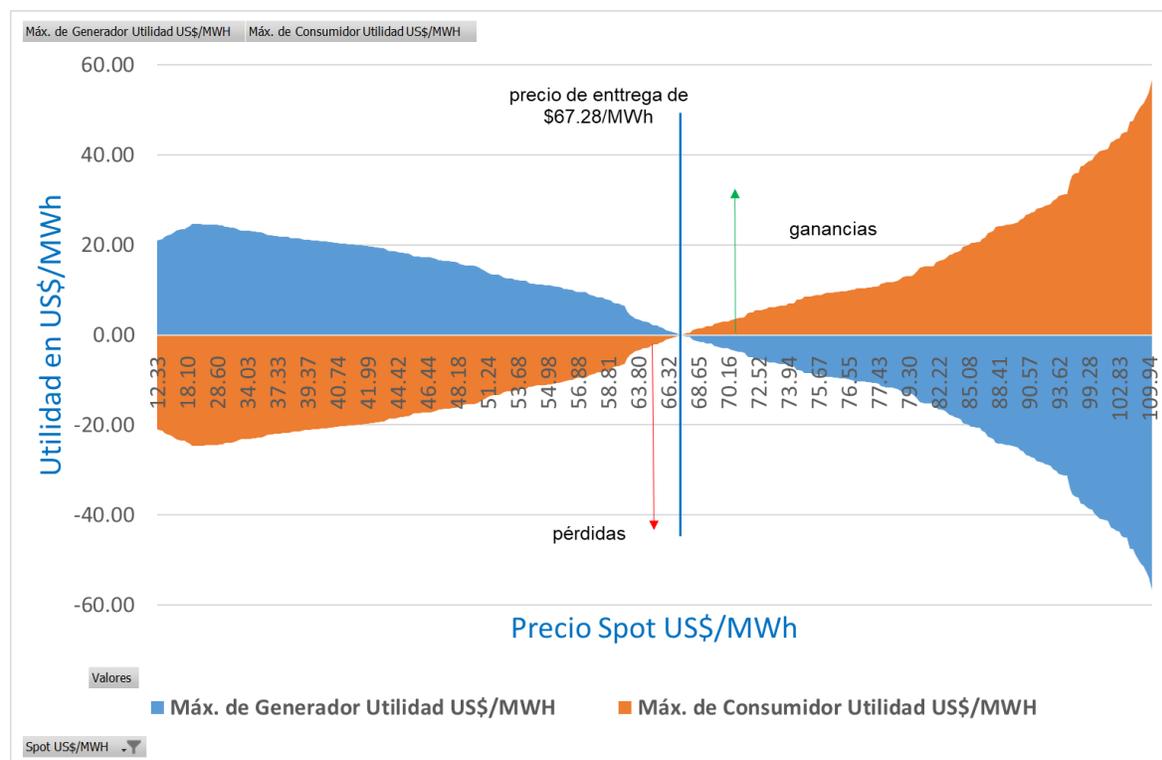
*Nota:* la imagen muestra una impresión de pantalla de Excel con los cálculos de forward. Elaboración propia con datos obtenidos de Excel.

Dentro del análisis, se pudo verificar que cualquier precio de oportunidad que supere al precio de entrega, el agente vendedor obtendrá resultados negativos (quien tomó la posición corta) y por consiguiente para su contraparte, el agente consumidor,

obtendrá utilidades positivas, en esta situación. Al extender la evaluación del desempeño para cada uno de los valores spot de los 365 días siguientes, se obtuvieron las curvas de pérdidas y ganancias típicas del contrato forward, tal como se muestra en la **Figura 38**. Para la construcción de estas curvas, se consideraron todos los posibles valores del precio spot del año 2019 ordenados de menor a mayor, contra todas las utilidades de los precios de entrega forward calculados, para ambos agentes generadores y consumidores que se mencionaron en la **Figura 37**.

### Figura 38

*Curvas del comportamiento de las pérdidas y ganancias de los contratos forward para las dos posiciones analizadas*



*Nota:* el gráfico muestra las curvas de salida de las posiciones de contratos forward. Elaboración propia con datos analizados en Excel.

Cabe resaltar que el precio donde las curvas tienen utilidad cero es a partir del precio inicial de \$66.68/MWh, más 0.5978 centavos de dólar por megavatio hora, obtenidos por la multiplicación del precio por el rendimiento promedio anual indicado,  $b = 0.90\%$ ; si este rendimiento fuera cero, el precio del cruce por 0 sería igual al precio inicial. De esa cuenta, el agente generador tiene la curva de color azul, la cual ilustra que al momento que el precio spot supere el precio inicial más el rendimiento, iniciará a obtener pérdidas económicas teóricas; que dentro del análisis este agente tiene pérdidas mínimas de  $-\$56.60/\text{MWh}$  y ganancias máximas de  $\$24.74/\text{MWh}$ . En contraparte, el agente consumidor mostrado en la curva de color anaranjado obtendría utilidades contrarias al del generador.

Con este análisis se puede determinar que el manejo de contratos forward prácticamente no proporcionarían una mitigación completa ante el riesgo de mercado, debido a que el precio de entrega del forward dependerá el precio de referencia del mercado de oportunidad de la energía; además por ser una participación de dos partes, la ganancia de un participante implicará la pérdida del otro. A continuación, se mostrarán los resultados de los análisis de la aplicación de los contratos derivados futuros sobre el Sector Mayorista de Guatemala.

#### **4.4.2 Aplicación de los instrumentos tipo futuros en el sector mayorista**

Se elaboró el análisis del comportamiento de los instrumentos tipo futuros, según lo indicado en el apartado 2.6.3. Considerando que este tipo de contratos se establece dentro de un mercado organizado o ETD quien gestionaría las actividades de compensación, proporcionando la gestión de garantías y de compensación entre los participantes vendedores y compradores de contratos.

Este mercado arbitrado no podría ser manejado por el propio Sector Mayorista de electricidad, gestionado por el Administrados del Mercado Mayorista AMM, ya que la función de este AMM es la de operar el área técnica del sistema eléctrico y del mercado de oportunidad, con el concepto de un mercado por despacho económico.

Por ende, se necesitará de un modelo de Cámara Compensación que gestione los contratos futuros y los flujos económicos, visto en la sección 2.6.2.

Si se considera que el día 31 de diciembre del año 2018, será la fecha inicial o de contratación para un contrato de futuros, el cual tiene un tamaño 36.32MWh; esto en  $t = 0$ . El precio de oportunidad de la energía fue de 66.68 \$/MWh, el cual se tomará también como precio inicial del contrato futuro,  $f_0$ . Además, el margen inicial será el determinado en el apartado 2.6.2, como el dato del VaR pronosticado para el día 01/01/2019, el cual se determinó en la **Figura 32**, por -\$832.62; se incluye además un proceso de compensación de dos partes, que no incluye llamadas al margen, por fines de ejemplificación.

Paralelamente se considera la no existencia de costos de almacenaje  $a$  ni de rendimientos  $b$ , comisiones o depósitos que se ejecutarían en un proceso real dentro de una cámara de compensación; de tal modo se tienen otras consideraciones:

1. El precio del futuro se determinado por  $f_T = S_T(1 + r_m - b)$ , considerando a  $r_m$  como el rendimiento logarítmico del precio de oportunidad del día  $t = i$  dentro del precio del futuro del día anterior  $t = i - 1$ ; considerando que el precio de entrega del futuro dará en  $t = T$
2. El precio del contrato de un futuro será igual a 36.32MWh como se indicó en el apartado anterior y el precio requerido del futuro será de \$66.68/MWh.
3. El costo de base para el comprador del futuro teóricamente será de  $B_T = S_T - f_T$  y el del vendedor será determinado como  $B_T = f_T - S_T$ ; considerando además que el valor final del futuro se determinará por  $S_T - f_T + pago\ inicial = S_T - f_T + f_0 = f_0$ , en caso de existir convergencia entre el precio spot y el precio del futuro  $f_T$

En la **Figura 39** se muestra la impresión de pantalla de la hoja de cálculo de Excel, para la determinación de los cálculos de los precios futuros, indicado como precio

de cierre de futuros. Se muestran los precios diarios, los montos económicos y los acumulados del proceso de compensación de los futuros (quienes consideran el margen inicial de \$832.62 del agente comprador, siendo este el valor del máximo VaR determinado en apartados anteriores), además de los valores de base de las posiciones larga y corta, así como el valor de precio spot, para en i-ésimo día de entrega del futuro y el rendimiento logarítmico asociado de los precios.

**Figura 39**

*Impresión de pantalla del cálculo de precios de entrega, de compensación y determinación de bases de futuros de un comprador*

The screenshot shows an Excel spreadsheet titled "08- derivados futuros - Guardado" by Mefin Adan De Leon Castillo. The spreadsheet is divided into several sections:

- Parameters (Rows 1-7):**
  - ANÁLISIS SITUACIÓN DE FUTUROS DE ENERGÍA ELÉCTRICA - 2019
  - % de llamadas al margen: 0.00%
  - deposito consumidor = 832.62
  - comisión consumidor = 0.00%
  - deposito generador = 832.62
  - comisión generador = 0.00%
  - % de comisión a Cámara: 0.00%
- Formulas (Row 7):**
  - $f_T = S_T(1 + r_m - b)$
  - comprador futuro - en largo - consumidor:  $B_{T,c} = S_T - f_T$
  - vendedor futuro - en corto - generador:  $B_{T,v} = f_T - S_T$
- Table (Rows 8-27):**

Día	i-ésimo día pactado de futuro	Precio Spot ST	Precio de cierre del futuro	Precio de liquidación diaria	Monto de compensación diaria	Monto de compensación acumulada	Base de financiamiento consumidor	Financiamiento Consumidor	Base de financiamiento generador	Financiamiento generador	Monto compra/venta en spot	Pago ejercicio contrato * precio inicial
31/12/2018	-	66.68	66.68	-	VaR día 01 =	832.62	-	-	-	-	-	-
1/01/2019	1.00	42.94	42.94	23.74	(1,571.25)	(738.63)	19.12	694.46	(19.12)	(694.46)	1,545.07	2,421.86
2/01/2019	2.00	69.74	104.22	80.80	2,934.80	2,196.17	(34.48)	(1,252.31)	34.48	1,252.31	2,333.10	2,421.86
3/01/2019	3.00	65.49	61.27	(42.85)	(1,556.42)	639.75	4.12	149.65	(4.12)	(149.65)	2,278.64	2,421.86
4/01/2019	4.00	68.65	71.88	10.51	381.83	1,021.58	(3.23)	(117.45)	3.23	117.45	2,493.37	2,421.86
5/01/2019	5.00	56.88	46.18	(25.71)	(933.69)	87.89	10.70	388.64	(10.70)	(388.64)	2,065.77	2,421.86
6/01/2019	6.00	55.50	54.14	7.97	289.30	377.19	1.36	49.37	(1.36)	(49.37)	2,015.79	2,421.86
7/01/2019	7.00	63.01	71.01	16.87	612.60	989.79	(8.00)	(290.45)	8.00	290.45	2,288.57	2,421.86
8/01/2019	8.00	64.96	66.92	(4.09)	(148.49)	841.30	(1.97)	(71.52)	1.97	71.52	2,359.02	2,421.86
9/01/2019	9.00	67.68	70.47	3.55	128.86	970.16	(2.79)	(101.22)	2.79	101.22	2,458.18	2,421.86
10/01/2019	10.00	49.41	33.86	(36.61)	(1,329.57)	(359.41)	15.55	564.70	(15.55)	(564.70)	1,794.53	2,421.86
11/01/2019	11.00	37.28	26.78	(7.08)	(257.13)	(616.53)	10.50	381.35	(10.50)	(381.35)	1,354.06	2,421.86
12/01/2019	12.00	53.68	73.25	46.47	1,687.69	1,071.16	(19.57)	(710.74)	19.57	710.74	1,949.66	2,421.86
13/01/2019	13.00	35.14	20.25	(53.00)	(1,824.90)	(853.74)	14.89	540.77	(14.89)	(540.77)	1,276.27	2,421.86
14/01/2019	14.00	49.29	65.97	45.72	1,660.63	806.89	(16.68)	(605.86)	16.68	605.86	1,790.26	2,421.86
15/01/2019	15.00	47.74	46.22	(19.75)	(717.44)	89.45	1.52	55.34	(1.52)	(55.34)	1,734.03	2,421.86
16/01/2019	16.00	47.36	46.96	0.76	27.75	117.20	0.38	13.77	(0.38)	(13.77)	1,720.21	2,421.86
17/01/2019	17.00	55.11	63.45	16.47	598.15	715.35	(8.35)	(303.11)	8.35	303.11	2,001.48	2,421.86
18/01/2019	18.00	78.69	106.72	43.27	1,571.67	2,287.01	(28.03)	(1,018.20)	28.03	1,018.20	2,858.05	2,421.86

*Nota:* la tabla muestra el fragmento de los cálculos en Excel del proceso de futuros del comprador de futuros. Elaboración propia con datos analizados en Excel.

Como se puede apreciar en la anterior figura, referente al proceso de compensación acumulada, se inicia con el monto de margen inicial y se obtienen distintos montos para los i-ésimos días de plazo de análisis, implicando que con el correr de dichos días de plazos, los valores acumulados serán positivos o negativos; similarmente los precios de base se moverán de positivos a negativos para cada posición y serán

opuestos entre ambas posiciones, corta y larga. De la imagen podemos determinar por ejemplo para el día 10 de entrega del futuro, de fecha 10 de enero del 2019; que el precio spot bajó respecto al precio spot del día anterior, esto a \$49.41/MWh, entonces la rentabilidad logarítmica de precio se vuelve negativa, implicando un precio futuro de \$33.86/MWh.

El monto de compensación acumulada para el comprador será de -\$359.41, esto debido a que el cierre del futuro es menor que el del día anterior (\$70.47) y por ende la rentabilidad logarítmica será negativa, implicando haber recibido en su cuenta compensatoria del día, un total de -\$1,329.57 monto que proviene de la cuenta de su contraparte. El monto de base del comprador ascendió a \$564.70 y como se logra apreciar en la **Figura 40**, la base de la contraparte fue de -\$564.70; entonces como la contraparte tomó la posición corta, deberá aportar de su cuenta un total de \$1,329.57, acumulando por temas de compensación un total de \$ 2,024.65 para ese mismo día 10 de ejemplo.

**Figura 40**

*Impresión de pantalla del cálculo de precios de entrega, de compensación y determinación de bases de futuros de un vendedor*

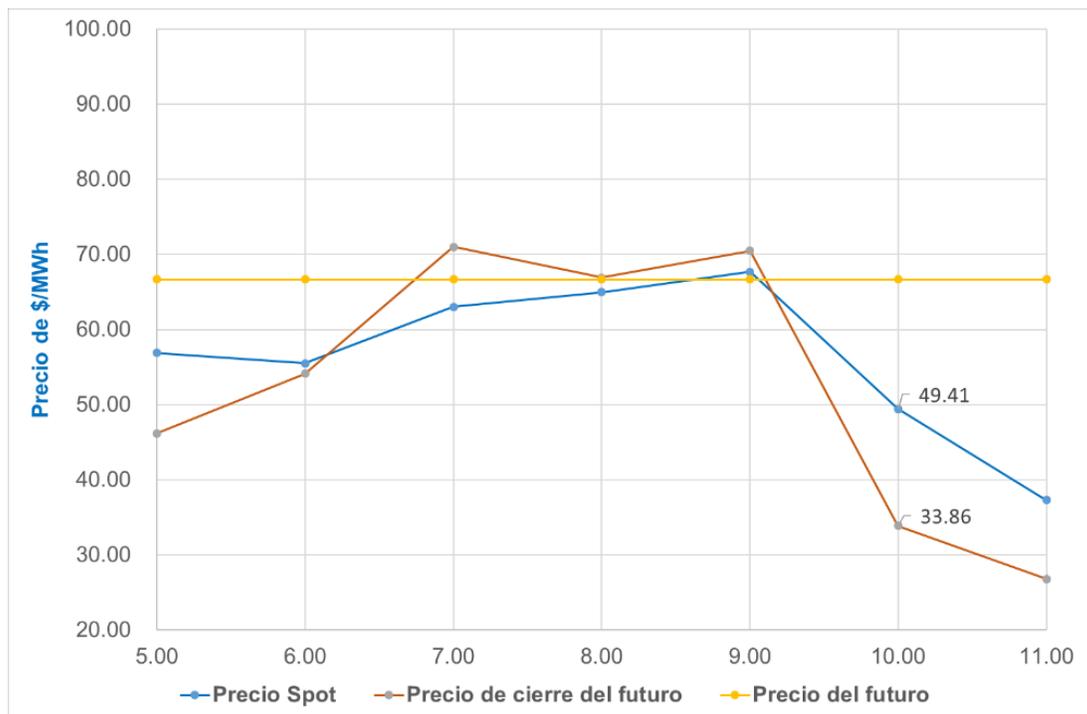
Día	día	Precio Spot	Precio de cierre del futuro	Precio de liquidación diaria	Monto de compensación diaria	Monto de compensación acumulada	Base de financiamiento consumidor	Financiamiento Consumidor	Base de financiamiento generador	Financiamiento generador	Monto compra/venta en spot	Venta ejercicio = contrato * precio inicio
31/12/2018	-	66.68	66.68	-	0.00	832.62	-	-	-	-	-	-
1/01/2019	1.00	42.54	104.22	(80.80)	(2,934.80)	(530.93)	(34.48)	(1,252.31)	34.48	1,252.31	2,533.10	2,421.86
2/01/2019	2.00	69.74	104.22	(80.80)	(2,934.80)	(530.93)	(34.48)	(1,252.31)	34.48	1,252.31	2,533.10	2,421.86
3/01/2019	3.00	65.49	61.37	42.85	1,556.42	1,025.49	4.12	149.65	(4.12)	(149.65)	2,378.64	2,421.86
4/01/2019	4.00	68.65	71.88	(10.51)	(381.83)	643.66	(3.23)	(117.45)	3.23	117.45	2,493.37	2,421.86
5/01/2019	5.00	56.88	46.18	25.71	933.69	1,577.35	10.70	388.64	(10.70)	(388.64)	2,065.77	2,421.86
6/01/2019	6.00	55.50	54.14	(7.97)	(289.30)	1,288.05	1.36	49.37	(1.36)	(49.37)	2,015.79	2,421.86
7/01/2019	7.00	63.01	71.01	(16.87)	(612.60)	675.45	(8.00)	(290.45)	8.00	290.45	2,288.57	2,421.86
8/01/2019	8.00	64.95	66.92	4.09	148.49	823.94	(1.97)	(71.52)	1.97	71.52	2,359.02	2,421.86
9/01/2019	9.00	67.58	70.47	(3.55)	(128.89)	695.08	(2.79)	(101.22)	2.79	101.22	2,458.18	2,421.86
10/01/2019	10.00	49.41	33.86	36.61	1,329.57	2,024.65	15.55	564.70	(15.55)	(564.70)	1,794.53	2,421.86
11/01/2019	11.00	37.28	26.78	7.08	257.13	2,281.77	10.50	381.35	(10.50)	(381.35)	1,354.06	2,421.86
12/01/2019	12.00	53.68	73.25	(46.47)	(1,687.69)	594.08	(19.57)	(710.74)	19.57	710.74	1,949.66	2,421.86
13/01/2019	13.00	35.14	20.25	53.00	1,924.90	2,518.98	14.89	540.77	(14.89)	(540.77)	1,276.27	2,421.86
14/01/2019	14.00	49.29	65.97	(45.72)	(1,660.63)	858.35	(16.68)	(605.86)	16.68	605.86	1,790.26	2,421.86
15/01/2019	15.00	47.74	46.22	19.75	717.44	1,575.79	1.52	55.34	(1.52)	(55.34)	1,734.03	2,421.86
16/01/2019	16.00	47.36	46.98	(0.76)	(27.75)	1,548.04	0.38	13.77	(0.38)	(13.77)	1,720.21	2,421.86
17/01/2019	17.00	55.11	63.45	(16.47)	(598.15)	949.89	(8.35)	(303.11)	8.35	303.11	2,001.48	2,421.86
18/01/2019	18.00	78.69	106.72	(43.27)	(1,571.67)	(621.77)	(28.03)	(1,018.20)	28.03	1,018.20	2,858.05	2,421.86

*Nota:* la tabla muestra el fragmento de los cálculos en Excel del proceso de futuros del vendedor de futuros. Elaboración propia con datos analizados en Excel.

En la **Figura 41**, se ejemplifica gráficamente la operación de los precios de futuros y del spot para los días 5 al 11 de operación. Se puede apreciar que ambos precios no tendrán una convergencia teórica en días exactos, debido a que se utilizan datos promedios diarios cuando la operación física de este mercado es horario. Entonces, el precio spot del día 10 de \$49.41/MWh, es mayor al precio del futuro, de \$33.86; cuyos datos no convergen, propiciado el apareamiento de los montos de precios de base mostrados.

### Figura 41

*Gráfico de ejemplo para los precios spot y los precios de futuros para los siguientes 10 días de gestión*



*Nota:* el gráfico muestra un fragmento de las curvas de los precios spot, cierre de futuros y del futuro de ejercicio. Elaboración propia con datos analizados en Excel.

A continuación, se describen los resultados obtenidos al implementar el modelo de contratos futuros sobre los agentes compradores y vendedores de energía eléctrica. Si consideramos que el futuro se pactó para 30 días, se describen a continuación los pasos para determinar el pago final del comprador del futuro:

1. El precio spot para el día 30, de fecha 30 de enero del 2019, fue de \$91.59/MWh y el precio de cierre del mercado de futuro se estima como \$ 94.14/MWh.
2. Como el precio spot subió respecto al precio pactado de entrega, el comprador puede optar por ejercer el contrato futuro, implicando comprar la energía por un monto de ejercicio de \$2,421.86; ya que, si hubiera comprado energía en el mercado spot, hubiera gastado un total de \$3,326.73
3. Como existe un proceso compensatorio, con un monto acumulado de \$1,829.86, la diferencia que deberá aportar (respecto al monto de ejercicio) para adquirir su energía en el mercado de futuros será de \$ 592.00
4. Con este monto el comprador de energía eléctrica finalizó ya su participación en el mercado ejerciendo su contrato derivado y fijó el precio de compra por \$2,421.86
5. En caso de que el comprador pretendiera continuar dentro del mercado de futuros, debería cerrar su posición ejerciendo la operación contraria, esto es vendiendo futuros por el valor de este al día 30, por un monto de \$3,419.10
  - a. Como cerró su posición, debe abastecerse de energía, comprando en el spot, por un monto de \$3,326.73
  - b. La diferencia de montos de spot menos futuro, le da una pérdida de -\$92.36, siendo este su valor de base.
  - c. Como tiene un saldo ya pagado por temas de compensación, el comprador deberá pagar finalmente un total de \$1,737.49; obtenido por la suma de la compensación acumulada \$1,829.86 y la base.
  - d. Con esta operación, la utilidad teórica que obtiene será la resta entre el monto pagado en el mercado spot, menos el pago final; siendo el

pago final el ajuste entre el monto de compensación acumulada más el ajuste de la base. Por un total de \$1,589.24

Si se ejercitan los pasos indicados del 1 al 5, considerando analizar el proceso de futuros para 60, 90, 120, 150 y 180 días, se obtienen los resultados mostrados en la **Tabla 16**, donde se pueden apreciar las operaciones financieras que ejecuta el comprador de energía; cuyo pago teórico fijado dentro del mercado de futuros, para cualquier valor de precio spot fue de \$1,589.24; pero si este agente ejerce el contrato, el monto que pagará igualmente será fijado a un valor de \$2,421.86.

Considerando ahora la operación financiera para un agente vendedor de energía en el mercado de futuros, para la venta de 1 contrato, con los mismos parámetros, pero para ejemplificar a 90 días, se detallan los pasos ejecutados:

**Tabla 16**

*Operaciones financieras que puede ejecutar el comprador de futuros*

<b>i-ésimo día pactado de futuro</b>	<b>Precio Spot</b>	<b>Precio de cierre del futuro</b>	<b>Monto de compensación acumulada</b>	<b>Monto compra/venta en spot</b>	<b>Pago ejercicio = contrato * precio inicial</b>	<b>Comportamiento a el precio del spot</b>	<b>Diferencial final = ejercicio - compensación</b>	<b>Vende el futuro para cerrar su posición</b>	<b>Base = compra en spot - venta futuro</b>	<b>Pago final = base + compensación</b>	<b>Pago fijo = spot - pago final</b>
<b>30.00</b>	91.59	94.14	1,829.86	3,326.73	2,421.86	Sube	592.00	3,419.10	(92.36)	1,737.49	1,589.24
<b>60.00</b>	75.31	74.52	1,117.26	2,735.24	2,421.86	Sube	1,304.60	2,706.50	28.74	1,146.00	1,589.24
<b>90.00</b>	37.33	9.75	(1,235.23)	1,355.84	2,421.86	Baja	3,657.09	354.00	1,001.84	(233.40)	1,589.24
<b>120.00</b>	89.57	96.16	1,903.25	3,253.15	2,421.86	Sube	518.61	3,492.49	(239.34)	1,663.91	1,589.24
<b>150.00</b>	61.80	47.19	124.88	2,244.57	2,421.86	Baja	2,296.98	1,714.12	530.45	655.33	1,589.24
<b>180.00</b>	55.19	62.68	687.49	2,004.46	2,421.86	Baja	1,734.37	2,276.73	(272.27)	415.22	1,589.24

*Nota:* la tabla muestra la gestión de futuros a 30, 60, 90, 120, 150 y 180 días, considerando el precio final de pago del comprador de futuros. Elaboración propia con datos analizados en Excel.

**Tabla 17**

*Operaciones financieras que puede ejecutar el vendedor de futuros*

<b>i-ésimo día pactado de futuro</b>	<b>Precio Spot ST</b>	<b>Precio de cierre del futuro</b>	<b>Monto de compensa acumulada</b>	<b>Monto compra/venta en spot</b>	<b>Venta ejercicio = contrato * precio inicial</b>	<b>Comporta el precio del spot</b>	<b>Recibo final = ejercicio - compensación</b>	<b>Compra el futuro para cerrar su posición</b>	<b>Base = compra futuro - spot</b>	<b>Venta por cierre = base + compensa</b>	<b>Ingreso fijado = spot + venta por cierre</b>
<b>30.00</b>	91.59	94.14	(164.62)	3,326.73	2,421.86	sube	2,586.48	3,419.10	92.36	(72.25)	3,254.48
<b>60.00</b>	75.31	74.52	547.98	2,735.24	2,421.86	sube	1,873.88	2,706.50	(28.74)	519.24	3,254.48
<b>90.00</b>	37.33	9.75	2,900.47	1,355.84	2,421.86	baja	(478.62)	354.00	(1,001.84)	1,898.64	3,254.48
<b>120.00</b>	89.57	96.16	(238.01)	3,253.15	2,421.86	sube	2,659.87	3,492.49	239.34	1.33	3,254.48
<b>150.00</b>	61.80	47.19	1,540.36	2,244.57	2,421.86	baja	881.50	1,714.12	(530.45)	1,009.91	3,254.48
<b>180.00</b>	55.19	62.68	977.75	2,004.46	2,421.86	baja	1,444.11	2,276.73	272.27	1,250.02	3,254.48

*Nota:* la tabla muestra la gestión de futuros a 30, 60, 90, 120, 150 y 180 días, considerando el precio final de pago del vendedor de futuros. Elaboración propia con datos analizados en Excel.

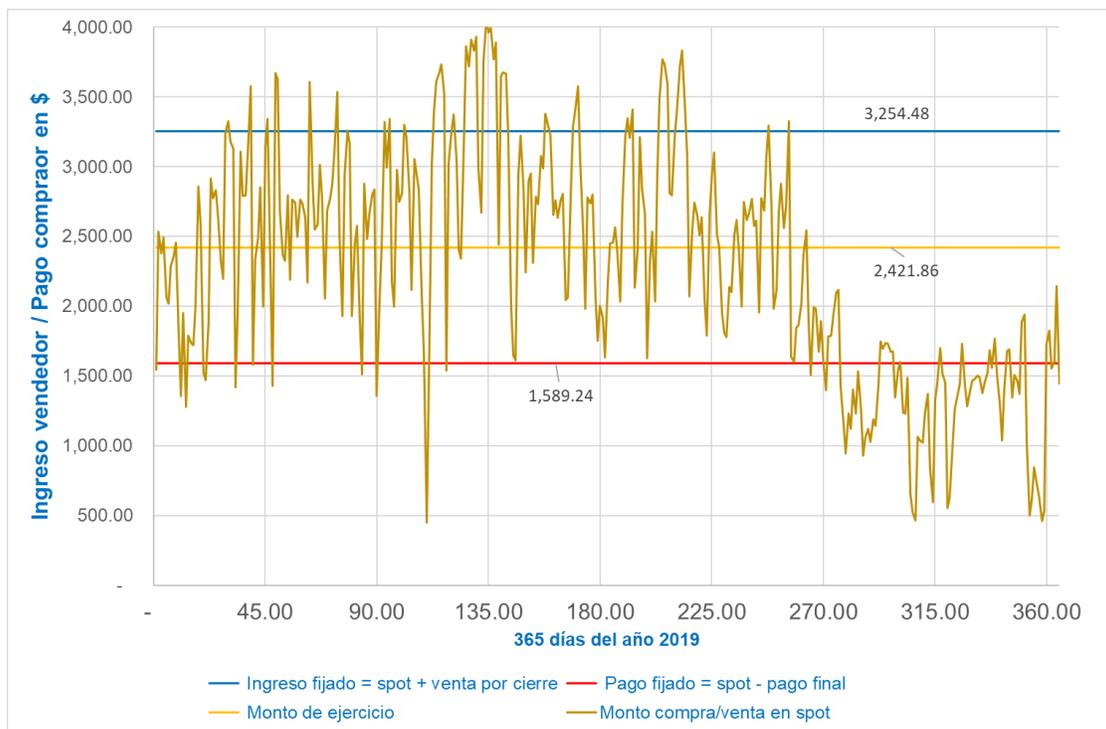
1. El precio spot para el día 90, de fecha 31 de marzo del 2019, fue de \$37.33/MWh y el precio de cierre del mercado de futuro se estima como \$ 9.75/MWh, según cálculo teórico.
2. Como el precio spot bajó respecto al precio pactado de entrega, el vendedor puede optar por ejercer el contrato futuro, implicando vender la energía por un monto de \$2,421.86; ya que, si hubiera vendido energía en el mercado spot, hubiera recibido un total de \$1,355.84
3. Como existe un proceso compensatorio, del cual a la fecha el comprador tiene un monto acumulado de \$2,900.47, el monto total que recibirá por entregar su energía en el mercado de futuros será de -\$478.62 obteniendo una pérdida en su transacción.
4. Con este monto el vendedor de energía eléctrica finalizó ya su participación en el mercado ejerciendo su contrato derivado y fija la venta de su energía por \$2,421.86
5. Ante esta situación, el vendedor del futuro podría mejor cerrar su posición ejerciendo la operación contraria, esto es comprando futuros por un monto de \$354.00
  - a. Como cerró su posición, puede vender su energía en el spot, por un monto de \$1,355.84
  - b. La diferencia de montos de futuro menos el monto por venta en spot, le da una pérdida de -\$1,001.84, siendo este su valor de base.
  - c. Como tiene un saldo ya pagado por temas de compensación acumulada de \$2,900.47, el comprador recibirá finalmente un total de \$1,898.64; obtenido por la suma de la compensación acumulada y la base.
  - d. Con esta operación, el ingreso fijado que obtiene será la suma entre la venta en el mercado spot de \$1,355.84, más la venta de cierre de \$1,898.64; fijando un ingreso total de \$3,254.48

Si se ejercitan los pasos indicados del 1 al 5, considerando analizar el proceso de futuros para 30, 60, 120, 150 y 180 días, se obtienen los resultados mostrados en la **Tabla 17**. En ella se pueden apreciar las operaciones financieras que ejecuta el vendedor de energía, cuyo ingreso teórico fijado dentro del mercado de futuros, para cualquier precio spot, fue de \$3,254.48. Pero si este agente ejerce el contrato, el monto que pagará, igualmente será fijado a un valor de \$2,421.86, obteniendo luego del ajuste con la compensación acumulada, un monto igual al indicado en la columna de recibo final.

En la **Figura 42** se muestra el gráfico de montos de ingresos del vendedor y montos de pagos del comprador en el mercado de futuros, incluyendo los montos que considera el precio spot; siendo estos montos respecto al análisis de venta o adquisición de 1 contrato de futuros, elaborado para los 365 días del año 2019. Se puede verificar que el comprador de futuro puede fijar el desembolso económico por su energía en \$1,589.24 a lo largo del año; y que el vendedor del futuro puede fijar su ingreso en \$3,254.48 de la misma manera.

#### **Figura 42**

*Gráfico de ingresos y pagos finales de los agentes con futuros*



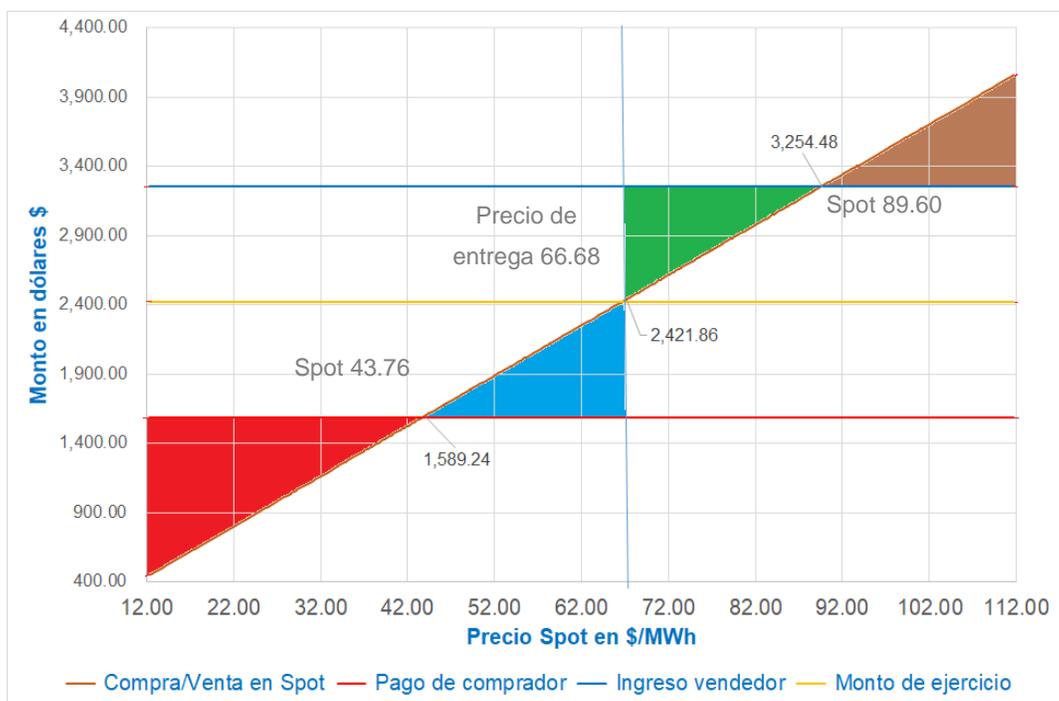
*Nota:* el gráfico muestra las curvas del monto de compra-venta del spot, así como los montos fijos del comprador y vendedor de futuros. Elaboración propia con datos analizados en Excel.

Para estimar las posibles utilidades que los agentes podrían obtener por las transacciones de compra o venta de energía, se puede verificar de una manera gráfica en la **Figura 43**, en la cual se comparan los montos de transacción contra el evolutivo del precio spot del año 2019. Se puede verificar que para el precio de entrega de \$66.68/MWh, el monto de ejercicio será de \$2,421.86/MWh. Al considerar al agente comprador del futuro, este podría fijar su compra por el monto de ejercicio, al existir precios spot superiores al del ejercicio. Pero si cierra su posición y compra en spot, por los procesos compensatorios, podrá fijar una cantidad de pago por el monto de \$1,589.24/MWh. Ahora bien, si el precio de oportunidad continúa a la baja, como el mostrado para el día 90 de la **Tabla 16**, tendrá un monto de pago final de -\$233.40, implicando que recibirá una utilidad siempre que el precio spot sea menor a \$43.76/MWh. Con este ejemplo, se puede

deducir que el comprador tendrá utilidades siempre que el precio de oportunidad se ubique en el área sombreada de rojo en la figura indicada.

### Figura 43

Gráfico de estimación de utilidades por contratos futuros



*Nota:* el gráfico muestra las áreas de utilidades económicas por la gestión de contratos futuros para los compradores y vendedores. Elaboración propia con datos analizados en Excel.

Para analizar al agente vendedor, este podría vender la energía al monto de ejercicio por \$2,421.86/MWh al existir precios spot menores al precio de ejercicio, fijando así sus ingresos. Pero si cierra su posición y vende en spot, por los procesos compensatorios, podrá fijar una cantidad de ingreso por el monto de \$3,254.48/MWh. Ahora bien, si el precio de oportunidad continúa al alza, como el mostrado para el día 30 de la **Tabla 17**, tendrá un monto de venta por cierre de -\$72.25, implicando que recibirá una pérdida siempre que el precio spot sea mayor

a \$89.60/MWh. Con este ejemplo, se puede deducir que el vendedor tendrá utilidades siempre que el precio de oportunidad se ubique en el área sombreada de café de la **Figura 43**. La determinación específica de utilidades reales, no son parte de los alcances del presente trabajo de tesis.

Como se pudo apreciar, la gestión al riesgo de mercado, determinado por la volatilidad de precios del mercado de oportunidad del sector mayorista de electricidad, pudo ser gestionada por medio de la implementación de los instrumentos derivados tipo futuros del activo subyacente de energía eléctrica, para los agentes compradores y vendedores de energía eléctrica. Las operaciones adicionales que puedan elaborarse agentes compradores y vendedores respecto a seguros y otras tasas; así como los montos económicos debido al proceso de intermediación de Cámara de Compensación quedan también fuera del alcance de esta investigación.

Como última consideración de la gestión de instrumentos futuros, se puede indicar que ambas partes, oferentes y demandantes del activo subyacente, pueden predecir los valores de ingresos o gastos, según vendan o compren energía respectivamente en el mercado de futuros, ante subidas o bajadas del precio de referencia; implicando que la desviación estándar o volatilidad de la serie de precios finales obtenidos pudiera ser cercana a cero.

#### **4.4.3 Aplicación de los instrumentos tipo opciones en el sector mayorista**

A continuación, se muestran los resultados obtenidos del análisis de implementación de los instrumentos derivados tipo opciones, dentro de las transacciones de compra y de venta de energía eléctrica del sector mayorista de electricidad de Guatemala; considerando la elaboración de las transacciones dentro de un mercado organizado, el cual pueda proveer la acción de arbitraje dentro de estas transacciones.

Para analizar las opciones, se consideró que el tamaño de un contrato de opción tipo call era de 36.32MWh y que el precio de ejercicio de la opción  $K_c$ , era de \$66.68/MWh. Para determinar el valor de la prima  $C$ , se consideró aplicar un valor porcentual al precio de ejercicio, considerado como la sumatoria de las rentabilidades de los generadores y consumidores del mercado spot del 2019, mostrados en la **Tablas 11** y en la **Tabla 12** del apartado 4.3, por un valor del 1.79%. Con este dato se pudo determinar que la prima tendría un valor de \$1.20/MWh. Como se indicó anteriormente, se consideró que la gestión se elaboraría dentro de un mercado organizado, pero no se consideran otros costos adicionales como seguros o depósitos que se requerirían para este arbitraje.

#### **4.4.3.1 Operación financiera de opciones tipo call**

Entonces, si se pacta un contrato de opciones para entregarse en 30 días posteriores a la compra, con los parámetros indicados anteriormente se considera primero la gestión para un agente vendedor de energía, o generador, quien desea cubrir sus operaciones. Este compraría una opción a compra, considerándose como comprador de opción tipo call y tomaría la posición larga de la transacción.

1. Para la fecha  $t = 0$ , del 31 de diciembre del 2018, este agente desea asegurar ingresos mínimos de por lo menos, el precio spot de ese día, por el monto de \$2,421.86; implicando un precio de ejercicio de \$66.68/MWh.
2. Para fijar ese precio, este agente compró una opción call  $K_c$ , pagando una prima  $C$ , al precio de \$1.20/MWh, con un monto de \$43.43 como transacción inicial.
3. A 30 días, esto en fecha del 31 de enero del 2019, el precio spot fue de \$91.59/MWh, lo cual es superior al precio de la opción call  $K_c$ .
4. De esa cuenta, el generador procederá a vender su energía en el mercado spot, por un monto total de \$3,326.73 ya que no tiene la obligación de ejercer su posición.

5. En ese momento, el generador obtuvo un ingreso superior a lo que hubiera sido la venta de ejercicio; por ende, la utilidad será la resta entre el ingreso del punto cuatro, menos el monto de opción y la prima; siendo  $U_{call-compra} = S_T - (K_c + C)$  por un monto de \$861.45

Si se ejercitan los pasos indicados del 1 al 5, considerando analizar el proceso de opciones para 60, 90, 120, 150 y 180 días, se obtienen los resultados mostrados en la **Tabla 18**, donde se pueden apreciar las operaciones financieras que se ejecutarían con la opción tipo call. Se puede apreciar que los días 30, 60 y 120, el precio del mercado de oportunidad es superior al precio de ejercicio, entonces el generador puede obtener utilidades crecientes. Para los días 90, 150 y 180 el precio es menor al ejercicio, por ende, el comprador puede ejercer la opción call y obtendría un ingreso fijo, pero ningún tipo de utilidad adicional, donde igualmente perderá el monto de la prima -\$43.43

**Tabla 18**

*Operaciones financieras que puede ejecutar el comprador de opción tipo call*

Fecha	i-ésimo día	Spot US\$/MWH	Monto de ejercicio US\$/MWH	Compra en Spot	Comprador Call Utilidad US\$/MWH	Comprador Call ut. Ejercida US\$
30/01/2019	30	91.59	2,421.86	3,326.73	23.72	861.45
1/03/2019	60	75.31	2,421.86	2,735.24	7.43	269.95
31/03/2019	90	37.33	2,421.86	1,355.84	-1.20	-43.43
30/04/2019	120	89.57	2,421.86	3,253.15	21.69	787.86
30/05/2019	150	61.80	2,421.86	2,244.57	-1.20	-43.43
29/06/2019	180	55.19	2,421.86	2,004.46	-1.20	-43.43

*Nota:* la tabla muestra un fragmento de cálculos respecto a las utilidades del comprador de opciones tipo call. Elaboración propia con datos analizados en Excel.

En su contraparte está el suscriptor de la opción call, quien vende una opción con la necesidad de comprar energía eléctrica en una fecha pactada y toma la posición

corta de la transacción. Para este caso, si se consideran las mismas condiciones para las fechas pactadas, este agente podría tener pérdidas al momento que el precio de oportunidad sea superior al precio de ejercicio, como se muestra en la **Tabla 19**; por ejemplo para el día 30, él desembolsaría un monto por compra en spot por \$3,326.73 ya que su contraparte no ejerció la opción call y obtendría una utilidad  $U_{call-vende} = C - (S_T - K_C)$ , en este caso de pérdida por -\$861.45; para los días 90, 150 y 180 el precio del spot es menor al ejercicio, por ende puede ejercer la venta de la opción call, teniendo una utilidad de por lo menos \$43.43

**Tabla 19**

*Operaciones financieras que puede ejecutar el vendedor de opción tipo call*

Fecha	i-ésimo día	Spot US\$/MWH	Monto de ejercicio US\$/MWH	Compra en Spot	Vendedor Call Utilidad US\$/MWH	Vendedor Call Ut. Ejercida US\$
30/01/2019	30	91.59	2,421.86	3,326.73	-23.72	-861.45
1/03/2019	60	75.31	2,421.86	2,735.24	-7.43	-269.95
31/03/2019	90	37.33	2,421.86	1,355.84	1.20	43.43
30/04/2019	120	89.57	2,421.86	3,253.15	-21.69	-787.86
30/05/2019	150	61.80	2,421.86	2,244.57	1.20	43.43
29/06/2019	180	55.19	2,421.86	2,004.46	1.20	43.43

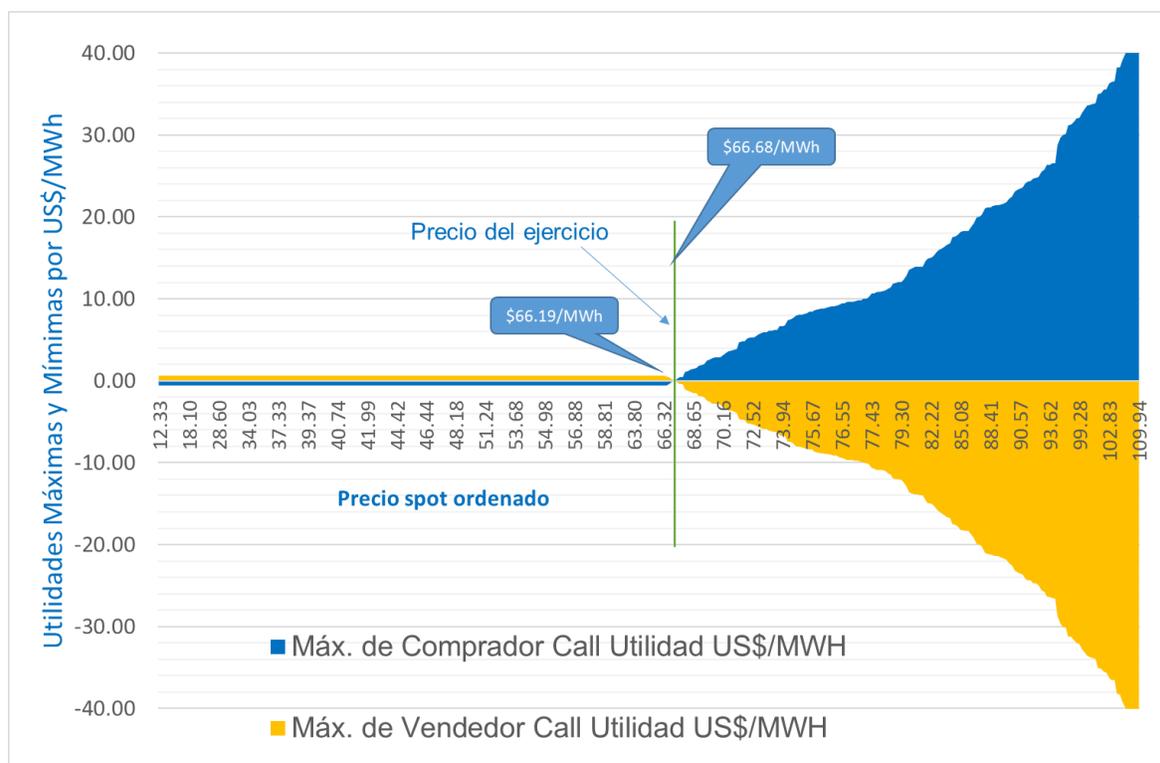
*Nota:* la tabla muestra un fragmento de cálculos respecto a las utilidades del vendedor de opciones tipo call. Elaboración propia con datos analizados en Excel.

En la **Figura 44** se muestra la gráfica de utilidades de la gestión financiera de contratos tipo call; acá el área azul es la que muestra las utilidades de comprador de la opción tipo call; en este caso el agente vendedor del activo subyacente es el generador de energía eléctrica. Se verifica que cuando el precio spot es superior al precio de ejercicio de \$66.68/MWh, este optará por comprar energía en el mercado de oportunidad; cuando el precio del mercado de oportunidad es menor al precio de ejercicio, este optará por ejercer la opción call y tendría una pérdida por el monto de

la prima. Al momento de existir un valor de spot igual al precio de ejercicio este agente tendrá \$0 de utilidades, pero el precio cuya pérdida cambiará a utilidad \$0 o superior será de \$66.19, según cálculos obtenidos por medio de Excel. Su contraparte, el suscriptor de la opción call, tendría utilidades mostradas en el área amarilla de la referida figura.

**Figura 44**

*Gráfico de utilidades por la gestión de contratos tipo call*



*Nota:* el gráfico muestra las curvas de utilidades obtenidas por la gestión completa de contratos tipo call. Elaboración propia con datos analizados en Excel.

#### 4.4.3.2 Operación financiera de opciones tipo put

Ahora, si se pacta un contrato de opciones para adquirirse en 30 días posteriores a la compra, con los parámetros indicados inicialmente, considera la gestión para un agente comprador de energía, o un Gran Usuario, quien desea cubrir sus

operaciones; éste compraría una opción a venta, considerándose como comprador de opción tipo put y tomará la posición larga de la transacción.

1. Para la fecha  $t = 0$ , del 31 de diciembre del 2018, este agente desea asegurar su presupuesto de compra de energía, por un precio similar al spot de ese día, siendo este el precio de ejercicio por \$66.68/MWh.
2. Para fijar ese precio, este agente compró una opción put  $K_p$ , pagando una prima  $C$ , al precio de \$1.20/MWh, con un monto de \$43.43 como transacción inicial.
3. A 30 días, esto en fecha del 31 de enero del 2019, el precio spot fue de \$91.59/MWh, lo cual es superior al precio de la opción put  $K_p$ .
4. De esa cuenta, el usuario procederá a ejercer su contrato put, pagando un monto de \$2,421.86 por la energía requerida.
5. En ese momento, el usuario obtuvo un monto de compra menor al que hubiera pagado en el mercado de oportunidad, asegurándose por lo menos una pérdida mínima  $U_{put-compra} = K_c - (S_T + C)$ , por un monto de -\$43.43

Si se ejercitan los pasos indicados del 1 al 5, considerando analizar el proceso de opciones para 60, 90, 120, 150 y 180 días, se obtienen los resultados mostrados en la **Tabla 20**, donde se pueden apreciar las operaciones financieras que se ejecutarían con la opción tipo put. Se puede apreciar que los días 30, 60 y 120, el precio del mercado de oportunidad es superior al precio de ejercicio, entonces el usuario puede fijar su precio de compra con una pérdida mínima de -\$43.43; para los días 90, 150 y 180 el precio es menor al ejercicio, por ende el usuario comprador puede no ejercer la opción put y podría comprar energía en el mercado spot, obteniendo utilidades a su favor, ya que compraría a menor precio que el presupuestado; por ejemplo el día 90, podría obtener utilidades de \$1,022.59

## **Tabla 20**

*Operaciones financieras que puede ejecutar el comprador de opción tipo put*

Fecha	i-ésimo día	Spot US\$/MWH	Monto de ejercicio US\$/MWH	Compra en Spot	Comprador Put Utilidad US\$/MWH	Comprador Put Ut. Ejercida US\$
30/01/2019	30	91.59	2,421.86	3,326.73	-1.20	-43.43
1/03/2019	60	75.31	2,421.86	2,735.24	-1.20	-43.43
31/03/2019	90	37.33	2,421.86	1,355.84	28.15	1,022.59
30/04/2019	120	89.57	2,421.86	3,253.15	-1.20	-43.43
30/05/2019	150	61.80	2,421.86	2,244.57	3.69	133.86
29/06/2019	180	55.19	2,421.86	2,004.46	10.30	373.97

*Nota:* la tabla muestra un fragmento de cálculos respecto a las utilidades del comprador de opciones tipo put. Elaboración propia con datos analizados en Excel.

En su contraparte está el suscriptor de la opción put, quien vende una opción con la necesidad de vender energía eléctrica en una fecha pactada y toma la posición corta de la transacción. Para este caso, si se consideran las mismas condiciones, este agente podría tener pérdidas mínimas y constantes al momento que el precio de oportunidad sea superior al precio de ejercicio, como se muestra en la **Tabla 21**; por ejemplo para el día 30, él recibiría un monto fijo por la venta de energía de \$2,421.86 y una utilidad  $U_{put-vende} = C - (K_c - S_T)$ , en este caso como pérdida por -\$43.43; para los días 90, 150 y 180 el precio del spot es menor al ejercicio, entonces obtendrá pérdidas aún mayores, ya que su contraparte no ejercerá la opción y entonces venderá su energía en el mercado spot a precios menores al que habría fijado inicialmente.

### **Tabla 21**

*Operaciones financieras que puede ejecutar el vendedor de opción tipo put*

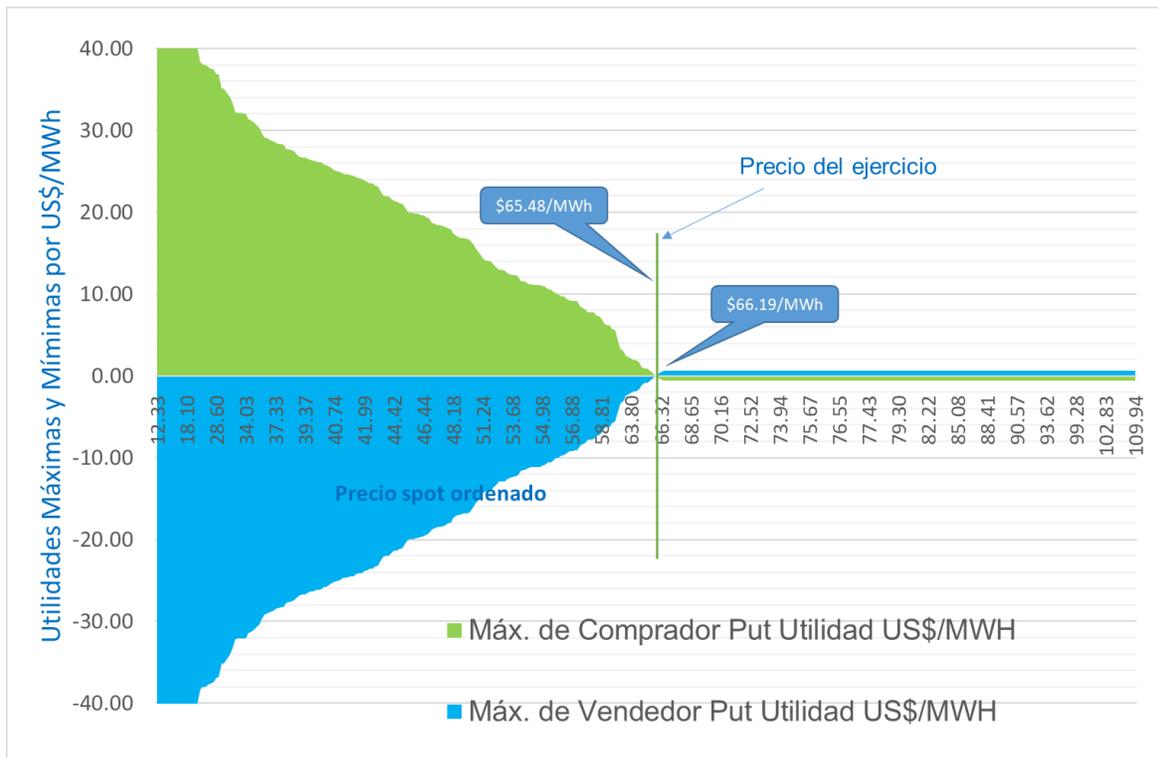
Fecha	i-ésimo día	Spot US\$/MWH	Monto de ejercicio US\$/MWH	Compra en Spot	Vendedor Put Utilidad US\$/MWH	Vendedor Put Ut. Ejercida US\$
30/01/2019	30	91.59	2,421.86	3,326.73	1.20	43.43
1/03/2019	60	75.31	2,421.86	2,735.24	1.20	43.43
31/03/2019	90	37.33	2,421.86	1,355.84	-28.15	-1,022.59
30/04/2019	120	89.57	2,421.86	3,253.15	1.20	43.43
30/05/2019	150	61.80	2,421.86	2,244.57	-3.69	-133.86
29/06/2019	180	55.19	2,421.86	2,004.46	-10.30	-373.97

*Nota:* la tabla muestra un fragmento de cálculos respecto a las utilidades del vendedor de opciones tipo put. Elaboración propia con datos analizados en Excel.

En la **Figura 45** se muestra la gráfica de utilidades de la gestión financiera de contratos tipo put; acá el área verde muestra las utilidades de comprador de la opción put, en este caso el agente comprador del activo subyacente, siendo el Gran Usuario de energía eléctrica. Se verifica que cuando el precio spot es superior al precio de ejercicio de \$66.68/MWh, este optará por ejercer la opción y pagará la prima para poder obtener el activo; cuando el precio del mercado de oportunidad es menor al precio de ejercicio, este optará por comprar energía en el mercado spot. Al momento de existir un valor de spot igual a \$65.48/MWh (obtenido por la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio de la prima), este agente tendrá \$0 de utilidades; pero el precio cuya ganancia cae de \$0 y se fije en -\$43.43, será de \$66.19/MWh, según cálculos obtenidos por medio de Excel. Su contraparte, el suscriptor de la opción put, tendría utilidades mostradas en el área celeste de la referida figura.

### Figura 45

*Gráfico de utilidades por gestión de contratos tipo call*



*Nota:* el gráfico muestra las curvas de utilidades obtenidas por la gestión completa de contratos tipo put. Elaboración propia con datos analizados en Excel.

#### 4.4.3.3 Operaciones financieras con ambos tipos de opciones

Luego de los análisis desarrollados en los incisos anteriores, se pueden resumir las acciones necesarias para que ambos agentes del Sector Mayorista de electricidad, los generadores de energía y los consumidores o grandes usuarios, incluyendo algún agente comercializador de energía, puedan tratar de gestionar riesgo de mercado del precio de energía eléctrica.

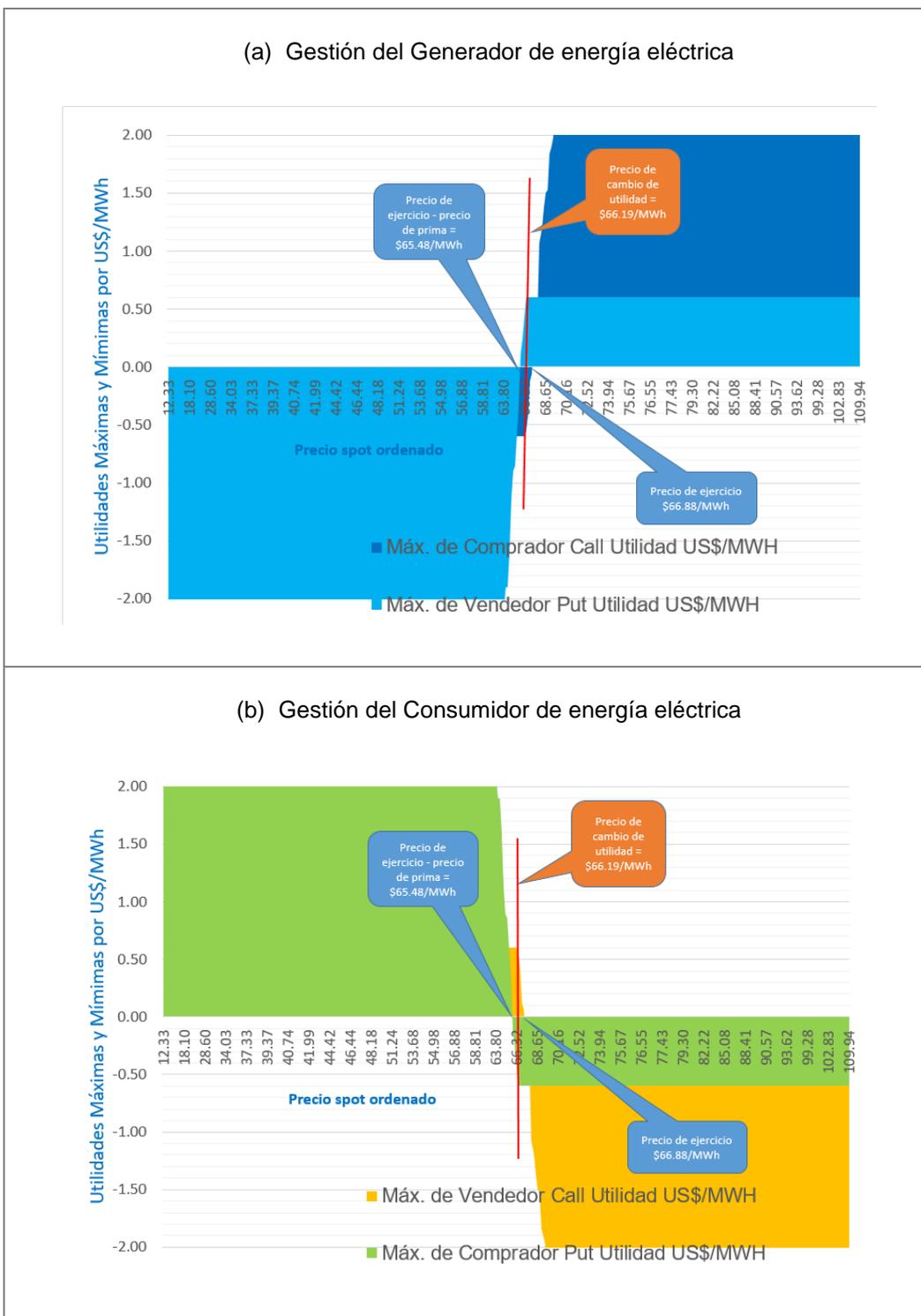
Se pudo identificar que el generador de energía eléctrica puede operar como un comprador de opción tipo call, pero también podría operar como un suscriptor de opción tipo put, dentro del mercado de derivados. Ambos escenarios se muestran en la **Figura 46 (a)**, considerando que puede obtener ganancias al momento de existir un precio de mercado superior al precio de ejercicio, pero puede obtener una

pérdida fija. El precio de equilibrio para las operaciones call será igual al ejercicio, de \$66.68/MWh, pero el cambio de pérdida fija a utilidad será de \$66.19/MWh; para las operaciones put, el precio de equilibrio será de \$65.48/MWh, siendo este el ejercicio menos el precio de prima; y el precio de paso de pérdida a utilidad fija será de \$66.19/MWh.

En la **Figura 46 (b)**, se muestran las transacciones que puede tomar un consumidor o Gran Usuario del mercado; éste podría operar como un comprador de opción put, obteniendo utilidades cuando el precio del mercado es menor al del ejercicio, tomando la posición larga y tendría un precio de equilibrio de \$65.48/MWh; en esta situación, el precio de paso de utilidades a pérdidas fijas será de \$66.19/MWh. Paralelamente podría optar por ser un suscriptor de una opción call, con la posición corta, considerando tener pérdidas incrementales al momento que el precio spot supere el ejercicio, cuyo punto de equilibrio sería \$66.68/MWh y el paso de ganancia constante a pérdidas sería en el precio de \$66.19/MWh.

#### **Figura 46**

*Gráfico de gestión de utilidades con opciones, de los agentes Generadores y Consumidores de energía*



Nota: el gráfico muestra las curvas de gestión de opciones para los (a) Generadores y para los (b) Consumidores. Elaboración propia con datos analizados en Excel.

Con el resumen mostrado, sobre las cuatro estrategias principales que pueden generarse con los contratos tipo opciones, se puede determinar que un generador o un consumidor puede mitigar en cierta medida el riesgo de mercado del precio spot del sector mayorista de electricidad de Guatemala, ya que al momento de tomar la posición larga de las opciones, puede optar a asegurar algún tipo de ganancia económica; pero al optar la posición corta, puede incurrir en pérdidas mayores al que pagaría por el valor de la prima.

#### **4.5 Discusión de resultados sobre la determinación del riesgo de mercado y sobre la implementación de instrumentos financieros derivados de energía eléctrica**

En los apartados anteriores se pudieron determinar los parámetros estadísticos asociadas a los datos históricos del precio de la energía del mercado de oportunidad, para los años 2014 al 2018, así como el pronóstico de precios para el año 2019, del sector mayorista de electricidad. De estos análisis, se pudieron determinar y medir los niveles de riesgo de mercado, partiendo primeramente del concepto de volatilidad medida por el concepto de la desviación estándar, para cada serie de datos de precios promedios diarios, para los años de análisis, así como la beta del mercado para el año 2018. Seguidamente se mostró cómo se comportaría el mercado de oportunidad al operar ante transacciones de instrumentos derivados tipo forwards, futuros y opciones.

A continuación, se presenta la discusión de resultados ante los procesos de análisis utilizados para la determinación del riesgo de mercado y posteriormente, se mostrarán las propuestas de mitigación de los riesgos por medio de los instrumentos derivados del precio de la energía eléctrica.

##### **4.5.1 Discusión de resultados para la determinación del riesgo de mercado.**

Se determinó que cada una de las series anuales de precios spot, para los años 2014 al 2018, tienen valores de desviaciones estándar muy distintas entre sí, siendo

estos 36.77, 17.36, 11.22, 14.12, 18.23, respectivamente. Igualmente, se pudo determinar que cada serie de datos puede ajustarse a distintas distribuciones de probabilidad. Seguidamente, al analizar los precios del mercado spot promedios diarios como una sola serie de datos, se determinó que la desviación estándar fue de 28.82 y que la curva de distribución de frecuencias se asemeja a una distribución Pearson V. Ante estos análisis se consideró que la mejor manera de explicar las volatilidades y riesgos del mercado sería la implementación por medio de las rentabilidades logarítmicas de los precios del mercado spot, como se indicó en el capítulo número dos.

Entonces, al aplicar el concepto del cálculo de las volatilidades de precios, con base a las rentabilidades logarítmicas históricas, se obtuvieron resultados de desviaciones estándar con valores de 22.78%, 13.12%, 13.01%, 26.25% y de 27.34%, para los cinco años en análisis. Además, las series de rentabilidades de precios se ajustan nada más a dos tipos de distribuciones de probabilidad, siendo estas Cauchy y Laplace, logrando entonces en cierta medida, reducir el número de distribuciones de probabilidad para análisis. Al analizar la serie de datos continua de rentabilidades logarítmica de precios de cinco años, una desviación estándar de 21.42%, con un nivel de precisión del 95%, cuya densidad de probabilidades se ajusta a una distribución tipo Pearson V. Este cálculo será considerado como la medición del riesgo de mercado, del sector mayorista de electricidad.

Al analizar los montos de energía transados en el año 2018, dentro del mercado de oportunidad o spot, se pudo determinar que las fuerzas de la oferta (vendedores de energía eléctrica, con una muestra de 99 participantes) y de la demanda (consumidores de energía eléctrica, con una muestra de 40 participantes) gestionaron un promedio diario de energía por 36.32MWh. Con estos datos y considerando los valores de rentabilidades logarítmicas de precios de la serie de datos anual (promedios anuales, para los cinco años de análisis), se calcularon los montos del VaR teóricos.

Igualmente, el parámetro calculó un monto de -\$853.38 como la máxima pérdida económica para el día siguiente a la serie de datos. Porcentualmente, el VaR se calculó como -35.24%, esto considerando que el precio inicial era \$66.68/MWh, como el precio del día anterior, 31 de diciembre del 2018.

Bajo el concepto del VaR determinado como el percentil 5% de la serie de datos históricos de las rentabilidades logarítmicas, se pudo calcular que el VaR fue del -27.32%, con un monto de -\$661.76; además, por medio del add-in, se pudo determinar que el VaR fue de -32.29%, mostrando un monto de -\$782.02. Se consideró que teóricamente no existe un valor en riesgo que sea correcto, sino que este dependerá de la estrategia de mitigación de riesgo que cada organización pueda soportar dentro de sus operaciones.

De esa cuenta y ante los conceptos de la determinación de la volatilidad histórica, se construyó el pronóstico de los precios del mercado spot para el año siguiente, 2019. De esa cuenta se ejercitaron cuatro modelos de pronósticos de precios, cuya finalidad fue la de determinar los posibles valores de VaR y por ende del riesgo de mercado afecto a los agentes del Sector Mayorista. Las cuatro técnicas utilizadas fueron el proceso de regresión, el proceso estocástico, el modelo auto regresivo integrados de medias móviles ARIMA y el proceso de difusión de salto con deriva y reversión a la media. Todos calculados con la herramienta add-in de Excel, Risk Simulator.

Con los modelos de pronósticos calculados, se elaboró una evaluación gráfica de las curvas de series obtenidas, contra la curva del precio spot real 2019, incluyendo una comparación de los rangos de precios pronosticados, respecto a los rangos reales; con este análisis se descartaron las curvas obtenidas por los procesos estocásticos. Con los datos obtenidos de los procesos de regresión, ARIMA y de difusión de salto con deriva, se determinó que la curva cuya volatilidad numérica se asemejara a la curva real (según se muestra en la **Figura 31**), era la del proceso de difusión de salto con deriva, con un dato de 43.57 (aunque con una correlación

negativa de -0.15), respecto a la volatilidad real del 2019, por 22.73; las curvas de regresión y ARIMA tenían volatilidades muy bajas, por lo que fueron descartadas para los siguientes análisis.

Con los valores pronosticados de rentabilidades de precios, obtenidos por el proceso de difusión de salto con deriva, se determinó la serie de datos de valores diarios del VaR, cada uno de los días del año 2019. Con esta serie de valores en riesgo, cualquier agente del sector mayorista podría considerar las mejores estrategias para mitigar el riesgo de mercado; pero para fines del presente trabajo de tesis, se considera tomar el monto del VaR pronosticado del primer día del año 2019, el cual se calculó como -\$832.62 (según la **Figura 32**). Este monto se utilizó como margen inicial dentro del análisis del proceso de compensación de los contratos futuros, en los siguientes apartados.

Ante la determinación de los niveles de riesgo de mercado y considerando el pronóstico de precios del mercado de oportunidad para el año 2019, se pudo determinar que el riesgo sería de 11.31% y que las pérdidas económicas máximas esperadas en el año se estimarían de -\$287,157.47; **demonstrando con ello que la exposición al riesgo está presente en las transacciones del sector mayorista, debido a la volatilidad indicada de los precios.** De esa cuenta, en la medición del riesgo sistémico para los datos históricos del 2018, para una muestra de 99 agentes generadores de energía eléctrica y para 40 agentes consumidores; los oferentes obtuvieron un coeficiente beta de 0.3430 y los demandantes un coeficiente beta de 0.9636, implicando que el riesgo sistémico para los agentes oferentes es mucho menor que el de los demandantes.

#### **4.5.2 Propuesta de aplicación de los instrumentos derivados en el Sector Mayorista de electricidad**

La aplicación de los instrumentos derivados se pudo ejercitar sobre tres tipos de instrumentos, siendo estos los contratos forwards, los futuros y las opciones;

ejemplificando su aplicación dentro de las transacciones del mercado de oportunidad del sector mayorista de electricidad. Con esto, se consideró la posición para cada una de las fuerzas del mercado, tanto de los vendedores o generadores de energía, considerados como oferentes del activo subyacente; como de los consumidores de energía o grandes usuarios, considerados como los demandantes del subyacente. **Se pudo determinar qué posiciones puede tomar cada uno, ya sea la posición corta o la larga según la actividad que desarrolla dentro del mercado.** El resumen de implementación de los tres instrumentos financieros derivados se describe a continuación:

1. Los contratos derivados tipo forwards, se pueden considerar que prácticamente no proporcionarían una mitigación ante el riesgo de mercado debido a que el precio de entrega del forward dependerá del precio de referencia del mercado de spot; además por ser una actividad entre dos partes, la utilidad positiva de un participante implicará la pérdida del otro.
2. Los instrumentos derivados tipo futuros pudieron mitigar los riesgos de las dos partes del contrato, ya que estos utilizan el proceso de compensación otorgado por medio del tercero, llamado Cámara de Compensación. Ante los movimientos del activo en el mercado de oportunidad a lo largo del tiempo, los dos participantes pudieron fijar posiciones específicas y por ende pudieron conocer los precios finales. Con esto, pudieron predecir los ingresos o egresos económicos, por la venta o por la compra del activo subyacente respectivamente, ante incrementos y disminuciones de los precios de referencia del spot; implicando entonces, que la desviación estándar o volatilidad de la serie de precios finales pudiera ser cercana a cero.
3. Los instrumentos tipo opciones mostraron cuatro estrategias financieras principales a ejercer; pero dentro de los análisis se determinó que el riesgo de mercado se puede gestionar en cierta medida, ya que, al momento de tomar la posición larga, el agente puede optar a asegurar algún tipo de ganancia económica; pero al optar la posición corta, el agente puede incurrir

en pérdidas mayores al que pagaría por el valor de la prima. Una forma de gestionar correctamente el riesgo podría ser que un agente pueda tomar ambas posiciones en el mercado de opciones, implicando posiblemente más gastos en temas de primas, comisiones y otros procesos.

Luego de resumir la implementación de estos instrumentos derivados sobre el Sector Mayorista de electricidad, se da paso a indicar el resultado de la hipótesis del presente trabajo de investigación:

- **Se comprueba la hipótesis H<sub>i</sub>** y se determina que la utilización de instrumentos financieros derivados del precio de la energía eléctrica, dentro de las transacciones económicas que se elaboran dentro del Sector Mayorista de electricidad de Guatemala, permite gestionar la exposición al riesgo de mercado y provee cobertura financiera para las fuerzas participantes del Sector.

Entonces, **la propuesta para la mitigación del riesgo de mercado del sector mayorista de electricidad implicará la utilización de un sistema de compensación para gestionar contratos financieros tipo futuros, derivados del activo subyacente del precio de la energía eléctrica, dentro del sector mayorista de electricidad.** Esta utilización de instrumentos financieros derivados tipo futuros puede manejarse de una forma más completa que la ejemplificada en el apartado 4.4.2, considerando que este tipo de instrumentos son más eficientes en términos de gestión del riesgo de mercado, en comparación con los instrumentos forwards y opciones.

## CONCLUSIONES

1. Se ejercitaron las propuestas de implementación de instrumentos financieros derivados tipo forwards, futuros y opciones, sobre el activo subyacente de la energía eléctrica, obteniendo en la evaluación que los instrumentos tipo forwards no proporcionaron mitigación del riesgo de mercado. Los contratos futuros mitigaron eficientemente este riesgo y los instrumentos tipo opciones pudieron gestionar el riesgo solamente para quienes toman las posiciones largas de las transacciones.
2. Fue factible gestionar eficientemente la exposición al riesgo de mercado del Sector Mayorista de electricidad de Guatemala por medio de los instrumentos financieros derivados tipo futuros, debido a que dentro de las transacciones económicas estos contratos utilizan el proceso de compensación, el cual otorga a cada participante un medio de cobertura ante la volatilidad de precios del mercado.
3. La exposición al riesgo de mercado del sector mayorista de electricidad fue calculada por medio de la medición de la desviación estándar de los precios históricos del rango de estudios, en los años 2014 al 2018, siendo esta del 21.42%.
4. Con la elaboración de técnicas de pronóstico de precios fue factible determinar el VaR económico de los participantes del Sector Mayorista, consistiendo en un valor de  $-\$287,157.47$ , esto con base al análisis de transacciones históricas diarias, para una proyección de precios de energía del año 2019.
5. Se determinó el riesgo sistémico para los participantes del mercado de oportunidad, obteniendo para los oferentes un coeficiente beta de 0.3430 y para los demandantes un coeficiente beta de 0.9636; siendo los agentes

generadores quienes tienen menores riesgos que los consumidores de energía eléctrica.

6. Se acepta la hipótesis  $H_i$  y se determina que la propuesta para la mitigación del riesgo de mercado del sector mayorista de electricidad implicará la utilización de un sistema de compensación para gestionar contratos financieros tipo futuros, derivados del activo subyacente del precio de la energía eléctrica, dentro del sector mayorista de electricidad

## RECOMENDACIONES

1. Es necesario motivar la elaboración de estudios técnicos financieros sobre la adaptación de los instrumentos derivados de la energía eléctrica dentro del Sector Mayorista de Electricidad, enfocándose en aspectos legales, financieros y comerciales, que puedan conducir a la creación de una Cámara de Compensación para la gestión de un nuevo mercado de derivados de energías en Guatemala.
2. Será de utilidad el análisis de mecanismos legales y financieros disponibles en el medio nacional para viabilizar la utilización de los instrumentos derivados, con la finalidad de lograr una estabilización permanente del precio de la energía eléctrica dentro del Sector Mayorista; adaptando su operación dentro de la infraestructura disponible a la fecha, del sistema financiero y de la Bolsa de Valores Nacional.
3. Se recomienda elaborar estudios que puedan determinar el grado de afección que tienen los precios de los recursos y combustibles utilizados para generar el subyacente de la energía eléctrica, así como el impacto que otorgan ante el riesgo de mercado. Todo esto con la finalidad de implementar instrumentos derivados afectos a estos, necesarios para controlar sus precios e incidir en una óptima gestión de la exposición al riesgo de mercado del activo subyacente de la energía eléctrica.
4. El presente estudio y sus aportaciones podrán ser utilizados en investigaciones más extensas sobre este tema a futuro, tanto en Guatemala como en la región Centroamericana.



## BIBLIOGRAFÍA

- AMM. (2020). *Informe Estadístico 2019*. Guatemala: Administrados del Mercado Mayorista. Recuperado el febrero de 2020, de Amm.org.gt.
- Besley, S., & Brigham, E. (2009). *Fundamentos de Administración Financiera*. México D.F.: México. Cengage Learning Editores, S.A. de C.V.
- Brunet, A., & Shafe, M. (2007). Beyond Enron: Regulation in Energy Derivatives Trading. Estados Unidos. *Northwestern Journal of International Law & Business*. *Northwestern Journal of International Law & Business*, 27(3), 665-706. Obtenido de <https://scholarlycommons.law.northwestern.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1659&context=njilb>
- Cáceres, I. (2013). *Proceso de Gestión de Riesgos y Seguros en Las Empresas*. Madrid: Molinuevo Gráficos, S.L.
- CNEE. (febrero de 2019). *Informe Estadístico CNEE 2018*. Obtenido de [http://www.cnee.gob.gt/wp/?page\\_id=4357](http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=4357)
- Congreso de La República de Guatemala. (1996). *Ley General de Electricidad*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Diario de Centro América. Obtenido de [https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb\\_dl=6AMM-ley-general-electricidad.pdf](https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb_dl=6AMM-ley-general-electricidad.pdf)
- Congreso de La República de Guatemala. (1997). *Ley del Organismo Ejecutivo*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Diario de Centro América. Obtenido de [https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2015/06/12.\\_Ley\\_del\\_Organismo\\_Ejecutivo\\_Decreto\\_114\\_97.pdf](https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2015/06/12._Ley_del_Organismo_Ejecutivo_Decreto_114_97.pdf)

- Cuervo, A., Calvo, A., Parejo, J., Rodríguez, L., & Alcalde, E. (2018). *Manual de Sistema Financiero* (Vigésima séptima ed.). Madrid, España: Ariel Economía y Empresa.
- Dammert, A., García, R., & Molinelli, F. (2008). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*. Lima: Fondo Editorial Pontificia Universidad Católica del Perú.
- de Lara, A. (2005). *Productos Derivados Financieros*. Mexico D.F.: Editorial Limusa, S.A.
- de Lara, A. (2008). *Medición y Control de Riesgos Financieros*. Mexico: Editorial Limusa, S.A.
- DERIVEX, S.A. (4 de Agosto de 2011). *Mercado de Derivados de Commodities Energéticos*. Recuperado el 1 de Septiembre de 2018, de DERIVEX, S.A.: <http://www.derivex.com.co/SaladePrensa/Lists/Noticias%20del%20Mercado/Attachments/6/Documento%20DERIVEX%20-%20MOR.pdf>
- Eiteman, D., Stonehill, A., & Moffett, M. (2011). *Las Finanzas en las Empresas Multinacionales* (Decimosegunda edición ed.). Mexico D.F., Mexico: Pearson Educación de México, S.A. de C.V.
- Evans, J., & Olson, D. (2002). *Introduction to Simulation and Risk Analysis*. New York: Prentice Hall.
- Grainger, J., & Stevenson, W. (2001). *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*. México D.F., México: McGraw Hill de México, S.A. de C.V.
- Gujarti, D., & Porter, D. (2010). *Econometría*. México D.F.: McGraw Hill.
- Harper, E. (1995). *Elementos de Centrales Eléctricas II*. México: Limusa.

- Henney, A., & Keers, G. (Octubre de 1998). Managing Total Corporate Electricity, Energy Market Risks. *The Electricity Journal*, 11(8), 36-46. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1040619098000839>
- Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, L. (2014). *Metodología de la Investigación*. Mexico D.F.: McGraw-Hill Interamericana.
- Hull, J. (2009). *Options, Futures and Other Derivatives*. New Jersey, Estados Unidos: Prentice Hall.
- Hunt, S., & Shuttleworth, G. (1996). *Competition and Choice in Electricity*. New York: John Wiley and Sons.
- International Accounting Standards Board Foundation. (2010). *Norma Internacional de Contabilidad 32, Instrumentos Financieros: Presentación*. Lima, Perú: International Accounting Standards Board Foundation. Obtenido de [https://www.mef.gob.pe/contenidos/conta\\_public/con\\_nor\\_co/vigentes/nic/NIC\\_32\\_BV2010.pdf](https://www.mef.gob.pe/contenidos/conta_public/con_nor_co/vigentes/nic/NIC_32_BV2010.pdf)
- International Accounting Standards Board Foundation. (2010). *Norma Internacional de Contabilidad 39, Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición*. Lima, Perú: International Accounting Standards Board Foundation. Obtenido de [https://www.mef.gob.pe/contenidos/conta\\_public/con\\_nor\\_co/vigentes/nic/NIC\\_39\\_BV2010.pdf](https://www.mef.gob.pe/contenidos/conta_public/con_nor_co/vigentes/nic/NIC_39_BV2010.pdf)
- Johnson, C. (Diciembre de 2001). Value at Risk: Teoría y Aplicaciones. (B. C. Gerencia de Investigación Económica, Ed.) *Estudios de Economía*, 28(2), 217-247. Recuperado el 13 de 02 de 2019, de <https://econ.uchile.cl/uploads/publicacion/d21e154f-3899-428d-9a68-255c3a876963.pdf>

- Kirschen, D., & Strbac, G. (2004). *Fundamentals of Power System Economics*. Estados Unidos. Manchester, Inglaterra, Estados Unidos: John Wiley & Sons, Ltd. Obtenido de [http://cds.cern.ch/record/1607317/files/9780470845721\\_TOC.pdf](http://cds.cern.ch/record/1607317/files/9780470845721_TOC.pdf)
- Linsmeier, T., & Pearson, N. (1996). *Risk Measurement: An Introduction to Value at Risk*. University of Illinois at Urbana-Champaign. Illinois: University of Illinois at Urbana-Champaign. Obtenido de <https://exinfrm.com/training/pdffiles/valueatrisk.pdf>
- Mann, N., Schafer, R., & Singpurwal, N. (1974). *Methods for Statistical Analysis of Reliability and Life Data*. New York: John Wiley and Sons. Obtenido de <https://archive.org/details/methodsforstatis00mann>
- Ministerio de Energía y Minas. (2006). *Reglamento Orgánico Interno*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Diario de Centro América. Obtenido de <https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2015/06/1.2.1-Despacho-Superior-Ac.-Gubernativo-No.-382-2006.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas. (2007). *Reformas al Reglamento de la Ley General de Electricidad*. Guatemala: Diario de Centro América. Obtenido de [https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/06/2.2\\_Reglamento\\_de\\_la\\_Ley\\_General\\_de\\_Electricidad.pdf](https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/06/2.2_Reglamento_de_la_Ley_General_de_Electricidad.pdf)
- Montgomery, D., & Runger, G. (2018). *Applied Statistics and Probability for Engineers*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Mun, J. (2012). *Simulador de Riesgo Manuel del Usuario en Español*. California: Real Options Valuation, Inc. Obtenido de <http://rovdnloads.com/attachments/rsmanual-spanish.pdf>

NAPF. (2013). *Derivatives and Risk Management Made Simple*. NAPF. Londres: The National Association of Pension Funds Limited. Obtenido de <https://www.jpmorgan.com/>

Pérez, J. I. (1998). *Visión Global del Cambio de Regulación*. Madrid, España: Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. Obtenido de <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/7877?locale-attribute=en>

Presidente de La República de Guatemala. (1997). *Reglamento de La Ley General de Electricidad*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Diario de Centro América. Obtenido de <https://mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/05/Reglamento-de-LGE.pdf>

Presidente de La República de Guatemala. (1998). *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Diario de Centro América. Obtenido de <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/ReglamentodelAMM2014.pdf>

Presidente de La República de Guatemala. (2007). *Reformas al Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*. Guatemala: Diario de Centro América. Obtenido de [https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/06/2.6\\_Reglamento\\_Administrador\\_del\\_Mercado\\_Mayoristas.pdf](https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/06/2.6_Reglamento_Administrador_del_Mercado_Mayoristas.pdf)

Presidente de la República de Guatemala. (13 de mayo de 2013). Acuerdo Gubernativo 213-2013. *Reglamento del Libro I de la Ley de Actualización Tributaria*. Guatemala, Guatemala, Guatemala: Diario de Centro América. Obtenido de [www.sat.gob.gt](http://www.sat.gob.gt)

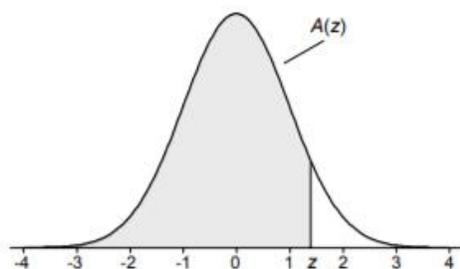
Rothwell, G., & Gómez, T. (2003). *Electricity Economics Regulation and Deregulation*. New Jersey, Estados Unidos: IEEE Press & Wiley-Interscience.

- Stoft, S. (2002). *Power System Economics, Designing Markets of Electricity*. New Jersey, Estados Unidos: IEEE Press & Wiley-Interscience.
- Stoft, S., Belden, T., Goldman, C., & Pickle, S. (1998). *Primer on Electricity Futures and Other Derivatives*. (E. O. Laboratory, Ed.) California, Estados Unidos: University of California Berkeley. Recuperado el agosto de 2019, de <https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/report-lbnl-41098.pdf>
- U.S. Department of Energy. (2002). *Derivatives and Risk Management in the Petroleum, Natural Gas, and Electricity Industries*. Washington, DC, Estados Unidos: Energy Information Administration. Obtenido de [http://econometricainc.com/wp-content/uploads/2016/08/EIA\\_Derivatives\\_Report.pdf](http://econometricainc.com/wp-content/uploads/2016/08/EIA_Derivatives_Report.pdf)

## ANEXOS

### ANEXO 1. Tabla acumulada de distribución normal

Cumulative Standardized Normal Distribution



$A(z)$  is the integral of the standardized normal distribution from  $-\infty$  to  $z$  (in other words, the area under the curve to the left of  $z$ ). It gives the probability of a normal random variable not being more than  $z$  standard deviations above its mean. Values of  $z$  of particular importance:

$z$	$A(z)$	
1.645	0.9500	Lower limit of right 5% tail
1.960	0.9750	Lower limit of right 2.5% tail
2.326	0.9900	Lower limit of right 1% tail
2.576	0.9950	Lower limit of right 0.5% tail
3.090	0.9990	Lower limit of right 0.1% tail
3.291	0.9995	Lower limit of right 0.05% tail

$z$	0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09
0.0	0.5000	0.5040	0.5080	0.5120	0.5160	0.5199	0.5239	0.5279	0.5319	0.5359
0.1	0.5398	0.5438	0.5478	0.5517	0.5557	0.5596	0.5636	0.5675	0.5714	0.5753
0.2	0.5793	0.5832	0.5871	0.5910	0.5948	0.5987	0.6026	0.6064	0.6103	0.6141
0.3	0.6179	0.6217	0.6255	0.6293	0.6331	0.6368	0.6406	0.6443	0.6480	0.6517
0.4	0.6554	0.6591	0.6628	0.6664	0.6700	0.6736	0.6772	0.6808	0.6844	0.6879
0.5	0.6915	0.6950	0.6985	0.7019	0.7054	0.7088	0.7123	0.7157	0.7190	0.7224
0.6	0.7257	0.7291	0.7324	0.7357	0.7389	0.7422	0.7454	0.7486	0.7517	0.7549
0.7	0.7580	0.7611	0.7642	0.7673	0.7704	0.7734	0.7764	0.7794	0.7823	0.7852
0.8	0.7881	0.7910	0.7939	0.7967	0.7995	0.8023	0.8051	0.8078	0.8106	0.8133
0.9	0.8159	0.8186	0.8212	0.8238	0.8264	0.8289	0.8315	0.8340	0.8365	0.8389
1.0	0.8413	0.8438	0.8461	0.8485	0.8508	0.8531	0.8554	0.8577	0.8599	0.8621
1.1	0.8643	0.8665	0.8686	0.8708	0.8729	0.8749	0.8770	0.8790	0.8810	0.8830
1.2	0.8849	0.8869	0.8888	0.8907	0.8925	0.8944	0.8962	0.8980	0.8997	0.9015
1.3	0.9032	0.9049	0.9066	0.9082	0.9099	0.9115	0.9131	0.9147	0.9162	0.9177
1.4	0.9192	0.9207	0.9222	0.9236	0.9251	0.9265	0.9279	0.9292	0.9306	0.9319
1.5	0.9332	0.9345	0.9357	0.9370	0.9382	0.9394	0.9406	0.9418	0.9429	0.9441
1.6	0.9452	0.9463	0.9474	0.9484	0.9495	0.9505	0.9515	0.9525	0.9535	0.9545
1.7	0.9554	0.9564	0.9573	0.9582	0.9591	0.9599	0.9608	0.9616	0.9625	0.9633
1.8	0.9641	0.9649	0.9656	0.9664	0.9671	0.9678	0.9686	0.9693	0.9699	0.9706
1.9	0.9713	0.9719	0.9726	0.9732	0.9738	0.9744	0.9750	0.9756	0.9761	0.9767
2.0	0.9772	0.9778	0.9783	0.9788	0.9793	0.9798	0.9803	0.9808	0.9812	0.9817
2.1	0.9821	0.9826	0.9830	0.9834	0.9838	0.9842	0.9846	0.9850	0.9854	0.9857
2.2	0.9861	0.9864	0.9868	0.9871	0.9875	0.9878	0.9881	0.9884	0.9887	0.9890
2.3	0.9893	0.9896	0.9898	0.9901	0.9904	0.9906	0.9909	0.9911	0.9913	0.9916
2.4	0.9918	0.9920	0.9922	0.9925	0.9927	0.9929	0.9931	0.9932	0.9934	0.9936
2.5	0.9938	0.9940	0.9941	0.9943	0.9945	0.9946	0.9948	0.9949	0.9951	0.9952
2.6	0.9953	0.9955	0.9956	0.9957	0.9959	0.9960	0.9961	0.9962	0.9963	0.9964
2.7	0.9965	0.9966	0.9967	0.9968	0.9969	0.9970	0.9971	0.9972	0.9973	0.9974
2.8	0.9974	0.9975	0.9976	0.9977	0.9977	0.9978	0.9979	0.9979	0.9980	0.9981
2.9	0.9981	0.9982	0.9982	0.9983	0.9984	0.9984	0.9985	0.9985	0.9986	0.9986
3.0	0.9987	0.9987	0.9987	0.9988	0.9988	0.9989	0.9989	0.9989	0.9990	0.9990
3.1	0.9990	0.9991	0.9991	0.9991	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992	0.9993	0.9993
3.2	0.9993	0.9993	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994	0.9995	0.9995	0.9995
3.3	0.9995	0.9995	0.9995	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9997
3.4	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9998
3.5	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998
3.6	0.9998	0.9998	0.9999							



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Generación de energía eléctrica por tecnología en el año 2018</i> .....	13
Figura 2 <i>Participación porcentual de las tecnologías de generación, años 2014 al 2019</i> .....	14
Figura 3 <i>Histórico de precios de la electricidad del mercado de oportunidad</i> .....	20
Figura 4 <i>Precio spot promedio mensual por bandas horarias</i> .....	20
Figura 5 <i>Energía comprometida en el mercado a término y la porción comprada en el mercado de oportunidad por los productores</i> .....	22
Figura 6 <i>Curva de la oferta y demanda de energía eléctrica</i> .....	27
Figura 7 <i>Curva de la oferta y de la demanda con cambios en la demanda eléctrica</i> .....	29
Figura 8 <i>Ejemplo de varios tipos de distribuciones de probabilidades</i> .....	43
Figura 9 <i>Curva normal y los parámetros media y desviación estándar</i> .....	45
Figura 10 <i>Dos curvas normales con la misma media, pero distinta desviación estándar</i> .....	50
Figura 11 <i>Representación gráfica del Valor en Riesgo VaR</i> .....	54
Figura 12 <i>Ganancia del comprador (a) posición larga y del vendedor (b) posición corta, en contratos tipo forward</i> .....	66
Figura 13 <i>Convergencia hacia el precio spot utilizando instrumentos tipo futuros</i>	72
Figura 14 <i>Representación de la función de ganancia de la opción call</i> .....	77
Figura 15 <i>Representación de la función de ganancia de la opción put</i> .....	78

Figura 16	<i>Cobertura del riesgo del precio spot mediante contratos swap.....</i>	80
Figura 17	<i>Parámetros principales del crecimiento del mercado eléctrico.....</i>	100
Figura 18	<i>Volatilidad gráfica del precio de la energía eléctrica para el rango de estudio de los años 2014 al 2018.....</i>	102
Figura 19	<i>Impresión de pantalla del análisis estadístico con el add-in Simulador de Riesgo en Excel, para las cinco series de datos de precios spot.....</i>	104
Figura 20	<i>Histogramas de frecuencias y estadísticos de salida del add-in Risk Simulator de los 5 años analizados.....</i>	107
Figura 21	<i>Histogramas de frecuencia y estadísticas de salida del add-in Risk Simulator para la serie de 1,826 precios spot.....</i>	109
Figura 22	<i>Histogramas de frecuencias y estadístico salida del add-in Risk Simulator para la serie de 1,825 datos de rentabilidades logarítmicas.....</i>	113
Figura 23	<i>Datos de salida del análisis de regresión de las 5 series de precios históricos con el add-in de Excel.....</i>	120
Figura 24	<i>Gráfico del pronóstico por regresión de precios spot para 365 días y su comparativo con los precios reales 2019.....</i>	122
Figura 25	<i>Datos de salida del análisis del modelo ARIMA en base a la serie de precios spot.....</i>	123
Figura 26	<i>Gráfico del pronóstico por regresión ARIMA de precios spot y su comparativo con los precios reales 2019.....</i>	124
Figura 27	<i>Datos de salida del análisis del proceso estocástico en base a la serie del spot.....</i>	125

Figura 28 <i>Gráfico de los pronósticos del proceso estocástico de precios spot y su comparativo con los precios reales 2019</i> .....	126
Figura 29 <i>Módulo de entrada del proceso Browniano de caminata aleatoria y salto con deriva</i> .....	127
Figura 30 <i>Gráfico de pronósticos del proceso de movimiento Browniano de caminata aleatoria y salto con deriva, para el precio spot y su comparativo con los precios reales 2019</i> .....	128
Figura 31 <i>Gráfico comparativo de las tres técnicas de pronóstico y la matriz de correlación de precios, con la volatilidad histórica</i> .....	130
Figura 32 <i>Serie de datos del proceso de difusión de salto con deriva, y la determinación del VaR pronosticado</i> .....	131
Figura 33 <i>Gráfico del VaR porcentual pronosticado por medio del proceso de difusión de salto con deriva para los siguientes 365 días de la serie de datos históricos</i> .....	132
Figura 34 <i>Gráfico del VaR monetario y el precio spot pronosticado por medio del proceso de difusión de salto con deriva para 365 días</i> .....	134
Figura 35 <i>Impresión de pantalla del resultado diario de transacciones de energía en kWh del mes de julio 2018 como ejemplo</i> .....	138
Figura 36 <i>Impresión de pantalla con datos de salida de las matrices de covarianza para los consumidores y los generadores 2018</i> .....	143
Figura 37 <i>Impresión de pantalla del cálculo en Excel de precios de entrega y utilidades de los agentes por medio de contratos forwards</i> .....	151
Figura 38 <i>Curvas del comportamiento de las pérdidas y ganancias de los contratos forward para las dos posiciones analizadas</i> .....	152

Figura 39 <i>Impresión de pantalla del cálculo de precios de entrega, de compensación y determinación de bases de futuros de un comprador.....</i>	155
Figura 40 <i>Impresión de pantalla del cálculo de precios de entrega, de compensación y determinación de bases de futuros de un vendedor.....</i>	156
Figura 41 <i>Gráfico de ejemplo para los precios spot y los precios de futuros para los siguientes 10 días de gestión.....</i>	157
Figura 42 <i>Gráfico de ingresos y pagos finales de los agentes con futuros .....</i>	163
Figura 43 <i>Gráfico de estimación de utilidades por contratos futuros.....</i>	165
Figura 44 <i>Gráfico de utilidades por la gestión de contratos tipo call .....</i>	170
Figura 45 <i>Gráfico de utilidades por gestión de contratos tipo call .....</i>	173
Figura 46 <i>Gráfico de gestión de utilidades con opciones, de los agentes Generadores y Consumidores de energía .....</i>	175

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 <i>Datos generales del Sector Mayorista de Guatemala 2014 al 2018.....</i>	4
Tabla 2 <i>Balance de energía eléctrica del Sector Mayorista del año 2014 al 2018</i>	25
Tabla 3 <i>Indicadores de crecimiento histórico del consumo de energía y potencia del sector mayorista de electricidad 2001 al 2019 .....</i>	26
Tabla 4 <i>Fluctuaciones del costo marginal del precio de la electricidad .....</i>	40
Tabla 5 <i>Análisis estadístico y de ajuste de distribuciones de los precios spot o POE .....</i>	106
Tabla 6 <i>Fragmento de la aplicación de la rentabilidad logarítmica de precios ...</i>	111
Tabla 7 <i>Análisis estadístico y de ajuste de distribuciones de rentabilidad logarítmica .....</i>	112
Tabla 8 <i>Resumen de desviaciones estándar de los datos históricos .....</i>	115
Tabla 9 <i>Fragmento del modelo de precios históricos de los años 2014 a 2018.</i>	117
Tabla 10 <i>Resumen de valores del VaR de la serie de datos 2014 a 2018.....</i>	119
Tabla 11 <i>Determinación del VaR por medio del cálculo del percentil 5% para la rentabilidad logarítmica de precios pronosticados del proceso Browniano de difusión de salto.....</i>	135
Tabla 12 <i>Rentabilidad de precios promedio de los participantes generadores ..</i>	139
Tabla 13 <i>Rentabilidad de precios promedio de participantes consumidores.....</i>	141
Tabla 14 <i>Coeficientes betas, riesgos y pesos porcentuales de los Generadores .....</i>	144

Tabla 15	<i>Coeficientes betas, riesgos y pesos porcentuales de los Consumidores</i>	146
Tabla 16	<i>Operaciones financieras que puede ejecutar el comprador de futuros</i>	160
Tabla 17	<i>Operaciones financieras que puede ejecutar el vendedor de futuros..</i>	161
Tabla 18	<i>Operaciones financieras que puede ejecutar el comprador de opción tipo call.....</i>	168
Tabla 19	<i>Operaciones financieras que puede ejecutar el vendedor de opción tipo call.....</i>	169
Tabla 20	<i>Operaciones financieras que puede ejecutar el comprador de opción tipo put.....</i>	171
Tabla 21	<i>Operaciones financieras que puede ejecutar el vendedor de opción tipo put.....</i>	172