

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**IMPACTOS DE LA INTRODUCCIÓN DE LA COMERCIALIZACIÓN
EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO**

TESIS

PARA OPTAR AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS

MENCIÓN: SISTEMAS DE POTENCIA

PRESENTADA POR

WALTER ALEJANDRO GUZMÁN ESTREMADOYRO

LIMA - PERÚ

2011

A mi esposa Mercedes y a mis hijos Ángel y Milagros, la razón de mi existencia, por su amor, apoyo y aliento constante; a la memoria de mis padres, por su amor y enseñanzas. A mis hermanos Gloria, Leonor, Socorro y Jesús, por su aliento constante.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer en primer lugar a Dios, por permitirme cumplir este anhelo de superación. Asimismo, de manera especial expreso mi agradecimiento al Maestro Ing. Daniel Cámac Gutiérrez por haberme permitido realizar este trabajo y brindarme valiosos consejos. De manera especial a los Maestros Ing. José Koc, Dr. Yuri Molina e Ing. Juan Ernesto Velásquez por sus aportes y sugerencias. También un sincero agradecimiento al Dr. Jaime Guerra Montes de Oca, por la importante información brindada para el desarrollo del presente estudio. A Héctor Chipana y José La Torre por su contribución en los inicios de esta tesis, a mi esposa, Mercedes, mis hijos Ángelo y Milagros por su apoyo constante y finalmente a todas las personas que de una u otra manera, alentaron la realización de esta propuesta, a todos muchas gracias.

RESUMEN

La presente Tesis tiene como objetivo evaluar cualitativa y cuantitativamente los efectos de introducir la comercialización de energía eléctrica en el Perú.

En el sector de electricidad del Perú, excepto los denominados “clientes libres”, los demás tienen la condición de clientes cautivos, ya que deben adquirir la electricidad de un monopolio geográfico a precios regulados, no pudiendo elegir a su suministrador, ni negociar los precios de las tarifas. La comercialización consiste en la compra de energía al por mayor y su venta a los usuarios finales, por agentes que no son propietarios de las redes de distribución.

En el año 2005 se planteó por primera vez la introducción de la comercialización en el Perú, en el Proyecto de Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica denominado “Libro Blanco”, sin embargo quedó postergada su aplicación supeditada a una mayor discusión del tema con los agentes del mercado.

En esta tesis, para el análisis cuantitativo de la introducción de la comercialización en el Perú, se desarrolló un modelo matemático basado en la teoría de juegos de Cournot y se evaluó el comportamiento de los precios en dos escenarios: i) en el régimen actual de monopolio de empresas de distribución reguladas y ii) en el supuesto de la presencia de empresas comercializadoras en competencia. Los resultados determinaron que la introducción de la comercialización genera precios mayoristas y minoristas menores en alrededor de 9.35%.

De la revisión de la experiencia internacional, se concluye que en aquellos países en que la comercialización se desarrolla favorablemente, el Estado supervisa y fomenta la competencia, promueve la liquidez y el desarrollo de los mercados, regula el transporte y la distribución permitiendo el libre acceso a estas redes y propicia la introducción por etapas de la comercialización minorista.

ABSTRACT

This thesis aims to qualitatively and quantitatively assess the effects of introducing the sale of electric power in Peru.

In the electricity sector in Peru, except the so-called "free clients", the others have the status of captive customers, since they must buy electricity from a geographic monopoly to regulated prices, not being able to choose their supplier or negotiating prices rates. The market consists of buying power wholesale and sale to end users, agents who do not own distribution networks.

In 2005 he first proposed the introduction of marketing in Peru in the Bill to Ensure Efficient Development of Electricity Generation called "White Book", however its implementation was delayed subject to further discussion of subject to market players.

In this thesis, for the quantitative analysis of the introduction of marketing in Peru, we developed a mathematical model based on the theory of Cournot games and we assessed the behavior of prices in two scenarios: i) in the current regime monopoly regulated distribution companies and ii) in the case of the presence of competing marketers. The results showed that the introduction of marketing generates wholesale and retail prices lower by about 9.35%.

Review of international experience, we conclude that in those countries where marketing develops favorably, the State monitors and encourages competition, promotes liquidity and market development, regulates the transportation and distribution with open access these networks and promotes the phased introduction of retail marketing.

TABLA DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	III
RESUMEN.....	IV
ABSTRACT	V
TABLA DE CONTENIDO.....	1
LISTA DE TABLAS.....	3
LISTA DE FIGURAS	5
1. INTRODUCCIÓN.....	9
1.1 MOTIVACIÓN	9
1.2 ANTECEDENTES.....	9
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	12
1.3.1 <i>Identificación y Determinación del problema</i>	12
1.3.1.1 <i>Diagnóstico</i>	12
1.3.2 <i>Formulación del Problema</i>	13
1.3.3 <i>Objetivos de la tesis</i>	14
1.3.3.1 <i>Objetivo General</i>	14
1.3.3.2 <i>Objetivos Específicos</i>	14
1.4 HIPÓTESIS	14
1.5 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	15
1.6 ALCANCES Y LIMITACIONES	15
1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	16
2. MARCO TEÓRICO	18
2.1 INTRODUCCIÓN.....	18
2.2. ESTRUCTURAS BÁSICAS DE MERCADO.....	19
2.3. MODELOS MATEMÁTICOS APLICABLES AL ANÁLISIS DE LA COMERCIALIZACIÓN DE LA ELECTRICIDAD..	20
2.3.1 <i>Modelos clásicos de Oligopolio</i>	20
2.3.2 <i>El modelo de Cournot</i>	21
2.3.3. <i>Modelo de Stackelberg</i>	21
2.3.4. <i>Modelo de Bertrand</i>	22
2.3.5. <i>¿Qué modelo se adecúa mejor al problema a resolver?</i>	22
2.3.6 <i>Introducción a la teoría de juegos</i>	23
2.4. SELECCIÓN DEL MODELO ÓPTIMO APLICABLE AL ANÁLISIS DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS EN EL ACTUAL ESTADO DEL ARTE.	25
2.4.1. <i>Herramientas utilizadas en modelamiento de mercados eléctricos</i>	25
2.4.2. <i>Modelos desarrollados con base en la teoría de juegos</i>	30
3. METODOLOGÍA, MODELO PROPUESTO Y ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS.....	31
3.1 METODOLOGÍA DE DESARROLLO	31
3.1.1 <i>Tipo de Investigación</i>	31
3.2. MODELO PROPUESTO.....	34
3.2.1 <i>Introducción</i>	34
3.2.2. <i>Objetivo de la modelación</i>	36
3.2.3 <i>Desarrollo del Modelo Matemático</i>	36
3.2.4. <i>Supuestos básicos</i>	37
3.2.5. <i>Modelo de Equilibrio Clásico de Oligopolio de Cournot</i>	42
3.2.6. <i>Construcción algebraica del modelo</i>	44
3.3. ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS PARTICULARES PARA PERÚ.....	64
3.3.1. <i>Definición de número de agentes participantes</i>	64
3.3.2. <i>Estimación de b</i>	66
3.3.3. <i>Cálculo del parámetro A</i>	68
3.3.4. <i>Estimación de la Función de Costos</i>	69
3.3.5. <i>Estimación de Var (p) = σ^2</i>	72

3.3.6. Estimación de aversión al riesgo	73
4. PRUEBA DEL MODELO Y EXAMEN DE LOS RESULTADOS	78
4.1. CASO DE INGLATERRA Y GALES: PRUEBA DEL MODELO Y RESULTADOS COMPARATIVOS CON EL ESTUDIO DE RICHARD GREEN	78
4.1.1. Prueba del Modelo con Parque Generador de dos Firmas aplicado con Parámetros de Green al caso de Inglaterra y Gales.....	79
4.1.2. Prueba del Modelo con Parque Generador de tres Firmas aplicado con Parámetros de Green al escenario de Inglaterra y Gales.....	80
4.1.3. Prueba del Modelo con Parque Generador de cuatro Firmas aplicados con Parámetros de Green, al caso de Inglaterra y Gales.....	81
4.2. CASO CHILE: SIMULACIÓN Y RESULTADOS DEL ESTUDIO DE LEMUS APLICANDO EL MODELO PROPUESTO.....	83
4.3. APLICACIÓN DEL MODELO AL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO	84
4.3.1. Precios Mayoristas: Análisis de Incidencia de la Varianza	85
4.3.2. Tendencia de los Precios de Mercado de Corto Plazo (p).....	86
4.3.3. Tendencia de los Precios de Mercado de Largo Plazo (f)	91
4.3.4. Balance del precio ponderado promedio de mercado mayorista en escenarios de comercialización integrada a la distribución y en comercialización competitiva.....	96
4.4. DISCUSIÓN DEL ESTUDIO DE GREEN Y NUEVO ANÁLISIS.....	99
4.5. IMPACTO DE LA INCORPORACIÓN DEL MANEJO DE LA DEMANDA.....	101
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	107
5.1. CONCLUSIONES.....	107
5.2. RECOMENDACIONES	108
BIBLIOGRAFÍA	110
ANEXO 1: MARCO TEORICO	126
ANEXO 2: METODOLOGÍA, MODELO PROPUESTO Y ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS.....	127
ANEXO 3: EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	137
A) INTRODUCCIÓN	137
B) LA COMERCIALIZACIÓN Y EL COMERCIALIZADOR.....	137
C) EXPERIENCIA EN INGLATERRA Y GALES	140
c.1) Descripción General.....	140
c.2) Etapas de liberalización del mercado inglés.....	140
c.3) Ventajas y Desventajas de la Comercialización en Inglaterra	141
D) EXPERIENCIA EN ESPAÑA	147
d.1) Descripción General.....	147
d.2) Etapas de liberalización del mercado.....	148
d.3) Ventajas y Desventajas de la Comercialización en España	149
E) EXPERIENCIA EN COLOMBIA.....	155
e.1) Descripción General.....	155
e.2) Etapas de Liberalización del Mercado Eléctrico	157
e.3) Ventajas y Desventajas de la Comercialización en Colombia.....	158
F) EXPERIENCIA EN CALIFORNIA.....	161
G) LECCIONES DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL	162
ANEXO 4: RESULTADOS DEL MODELO DE PRECIOS DEL CORTO PLAZO (P).....	170
ANEXO 5: RESULTADO MODELACIÓN PRECIOS DE LARGO PLAZO (F)	175
ANEXO 6: RESULTADO MODELACIÓN DE (PPP) PONDERADO PROMEDIO DE PRECIOS DE MERCADO MAYORISTA	180

LISTA DE TABLAS

Tabla 2- 1: Estructuras Básicas de mercado	19
Tabla 2- 2: Modelos Clásicos de Oligopolio.....	20
Tabla 2- 3: Características de los oligopolios no cooperativos.....	20
Tabla 2- 4: Supuestos del Modelo de Cournot.....	21
Tabla 2- 5: Clasificación de la Teoría de Juegos	23
Tabla 2- 6: Ejemplos de juegos con información incompleta	24
Tabla 2- 7: Teoría de Juegos, dilema del prisionero	24
Tabla 2- 8: Formas de Juegos.....	26
Tabla 2- 9: Clasificación de juegos por la forma en que los agentes definen su oferta	26
Tabla 2- 10: Modelos estadísticos basados en series de tiempo	28
Tabla 2- 11: Modelo de predicción de precios basados en Inteligencia Artificial	28
Tabla 2- 12: Otros Métodos o Técnicas de predicción	29
Tabla 2- 13: Modelos de Mercados Eléctricos con aplicación de Teoría de Juegos	126
Tabla 3- 1: Empresas Generadoras al 2009.....	64
Tabla 3- 2: Elasticidad de la demanda con relación al precio según períodos de tiempo.....	67
Tabla 3- 3: Valores de la variable b según período considerado.	68
Tabla 3- 4: Valores estimados del parámetro A, según elasticidad.....	69
Tabla 3- 5: Valores estimados de CMg por empresa	72
Tabla 3- 6: Varianza del precio Spot esperado, de acuerdo al período en consideración.	72
Tabla 3- 7: Valores de λ (grado de aversión al riesgo) en función de valores adoptados de α	77
Tabla 3- 8: Empresas eléctricas más representativas del mercado eléctrico año 2008	127
Tabla 3- 9: Monopolios de Distribución que operan en el SEIN año 2008	127
Tabla 3- 10: Venta de energía eléctrica según sistema y empresa (GW.h) 2008.....	130
Tabla 3- 11: Ventas de distribuidoras a nivel nacional.....	130
Tabla 3- 12: Producción anual promedio de empresas del Estado (período 2001-2008)	131
Tabla 3- 13: Producción anual promedio de empresa de ENDESA (período 2001-2008) ...	131
Tabla 3- 14: Producción anual promedio Duke Energy (Egenor) (período 2001-2008).....	132
Tabla 3- 15: Producción anual promedio de Grupo Otros (período 2001-2008).....	132
Tabla 3- 16: Centrales del Estado y sus respectivos Cmg (Período 2001-2008)	133
Tabla 3- 17: Centrales de Endesa y sus respectivos Cmg (Período 2001-2008)	134
Tabla 3- 18: Centrales de Egenor y sus respectivos Cmg (Período 2001-2008).....	135
Tabla 3- 19: Otras Centrales y sus respectivos Cmg (Período 2001-2008)	135
Tabla 3- 20: Valores promedio anual: precio Spot, varianza (σ^2) y valor máximo anual.	136
Tabla 4- 1: Parámetros del mercado eléctrico inglés, usados en el modelo de Green.....	79
Tabla 4- 2: Grados de aversión al riesgo en el mercado eléctrico inglés.	79
Tabla 4- 3: Precios promedios ponderados de mercado mayorista para contextos de monopolio y comercialización al por menor, para conjunto generador inglés de dos, tres y cuatro holdings competitivos con grado de aversión al riesgo bajo (0.119) en el mercado inglés.....	82
Tabla 4- 4: Precios promedios ponderados de mercado mayorista para alternativas CMR y CC, para sector de generación inglés de dos, tres y cuatro empresas competidoras con nivel alto de aversión al riesgo (1.188) del mercado inglés.....	82
Tabla 4- 5: Prueba de la formulación matemática general del modelo propuesto:	83
Tabla 4- 6: Parámetros del mercado eléctrico peruano considerados en el estudio.	84

Tabla 4- 7: Valores de elasticidad referenciales	85
Tabla 4- 8: Precios promedios ponderados mercados mayoristas en el corto plazo bajo distintos casos de σ^2 , según tipo de comercialización.	86
Tabla 4- 9: Porcentaje de disminución p de mediano plazo (Elasticidad media) y largo plazo (Elasticidad Alta) Comercialización integrada a distribución monopólica	88
Tabla 4- 10: Grado de disminución de los precios spot de mediano plazo (Elasticidad Media) y largo plazo (Elasticidad Alta) respecto al corto plazo (Elasticidad Baja) Caso: Comercialización Competitiva	89
Tabla 4- 11: Grado de disminución f de mediano plazo (Elasticidad media) y largo plazo (Elasticidad Alta) respecto al corto plazo (Elasticidad Baja), caso CMR	93
Tabla 4- 12: Grado de disminución de los precios forward de mediano plazo (Elasticidad Media) y largo plazo (Elasticidad Alta) respecto al corto plazo (Elasticidad Baja). Caso: CC94	
Tabla 4- 13: Valores de promedios ponderados de precio de mercado mayorista, para rangos mínimos y máximos de aversión al riesgo de acuerdo a elasticidad considerada.	99
Tabla 4- 14: Estrategias para el Manejo de la Demanda	101
Tabla 4- 15: Diferencias porcentuales de promedios ponderados de los precios de mercado mayorista en escenarios de CMR con relación a CC.....	105
Tabla A3- 1: Reforma regulatoria en la industria eléctrica, 1998.....	138
Tabla A3- 2: La Comercialización	139
Tabla A3- 3: Etapas de liberalización del mercado inglés.....	140
Tabla A3- 4: Ahorro de electricidad en Gran Bretaña según tipo de cobro	141
Tabla A3- 5: Evolución de Precios en los Mercados de Inglaterra y Gales	142
Tabla A3- 6: Reducción del Precio de La Electricidad para los clientes Industriales (1989/90 – 1996/97) (*) Inglaterra	142
Tabla A3- 7: Marco regulatorio	144
Tabla A3- 8: Supervisión de la competencia en el mercado Inglés.....	144
Tabla A3- 9: Posibilidad de cambio de comercializador.....	144
Tabla A3- 10: Razones para el cambio de Proveedor de Electricidad en Inglaterra.....	145
Tabla A3- 11: Contratos en el mercado de consumidores domésticos	145
Tabla A3- 12: Las tasas de terminación de contrato.....	147
Tabla A3- 13: Variación del límite para definir clientes cualificados.....	148
Tabla A3- 14: Ventajas y Desventajas de la Comercialización en España.....	150
Tabla A3- 15: Evolución de la tarifa integral (Tarifa Regulada).....	153
Tabla A3- 16: Mercado Colombiano de Electricidad	157
Tabla A3- 17: Evolución del Límite de potencia para la condición de Usuario No Regulado	157
Tabla A3- 18: Vigilancia de la Competencia en el Mercado Eléctrico Colombiano.....	158
Tabla A3- 19: Medidas de control del Mercado Eléctrico Colombiano	158
Tabla A3- 20: Ventajas y Desventajas de la Comercialización en Colombia.....	159
Tabla A3- 21: Precios promedios ponderados por demanda UNR Vs. UR	159
Tabla A3- 22: Análisis de la Crisis de California	161
Tabla A3- 23: Medidas que sugieren analistas de la crisis, que hubieran evitado o mitigado la crisis.....	162
Tabla A3- 24: Comparación de Aspectos Cualitativos de la Experiencia Internacional.....	164
Tabla A3- 25: Comparación de Aspectos Cuantitativos de la Experiencia Internacional.....	166
Tabla A3- 26: Índice de concentración para países en Estudio	168

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- 1: Diseño del Mercado Eléctrico planteado en el Libro Blanco	12
Figura 2- 1 : Modelamiento de Mercados de Electricidad	29
Figura 3- 1: Método de Análisis – Síntesis empleado en el desarrollo del estudio	32
Figura 3- 2: Representación de dos tipos de comercialización minorista [LEMUS 2006]	34
Figura 3- 3: Procesos que participan en la formación del precio de la energía (LEMUS 2006)	35
Figura 3- 4: Parámetros principales de la curva de demanda inversa usada en el modelo...66	66
Figura 3- 5: Escenarios de Análisis	128
Figura 3- 6: Sistema Eléctrico Peruano – Ubicación de la Barra Santa Rosa	129
Figura 3- 7: Costos Marginales Proyecto Barra Santa Rosa 220 kV.	129
Figura 3- 8: Clientes de los distribuidores del SEIN vs Clientes de otros distribuidores	130
Figura 4- 1: Comportamiento de los precios promedios ponderados de mercado mayorista de acuerdo al grado de aversión al riesgo del inversor en CMR y en CC, caso del duopolio inglés.....	80
Figura 4- 2: Precios mayoristas promedios de acuerdo al grado de aversión al riesgo del financista, representando escenario Inglaterra y Gales con parque generador de tres empresas.	81
Figura 4- 3: Aplicación del Modelo al caso Inglés, supuesto 4 firmas.	81
Figura 4- 4: Comparación del precio promedio ponderado de mercado mayorista bajo escenarios de comercialización monopólica (CMR) y competitiva (CC) para elasticidad baja, media y alta utilizando formulación general para $n=3$ caso Chile.....	83
Figura 4- 5: Precios promedios mercados mayoristas en el corto plazo en distintos contextos de varianza del precio <i>spot</i> (σ^2), acorde al tipo de comercialización.	85
Figura 4- 6: Comportamiento de p en el período, para λ de bajo valor.	87
Figura 4- 7: Comportamiento de p en el período, para alto valor de λ	87
Figura 4- 8: Comportamiento esperado del precio de mercado de corto plazo de acuerdo al grado de λ , caso CMR.....	88
Figura 4- 9: Comportamiento esperado de precios de mercado de plazo corto en relación a λ , caso CC.....	89
Figura 4- 10: Tendencias de los precios de mercados de plazo corto (p) en escenarios CMR y CC con elasticidades Baja, Media y Alta.....	90
Figura 4- 11: Comportamiento de f en períodos de análisis, para bajo valor de λ	91
Figura 4- 12: Comportamiento de f en períodos de análisis, para alto valor de λ	92
Figura 4- 13: Evolución esperada de precios <i>forward</i> en función de valores de λ , escenario comercialización ligada a la distribución monopólica (CMR).....	92
Figura 4- 14: Comportamiento esperado del precio de mercado de largo plazo con relación al valor de λ , en el escenario CC.....	93
Figura 4- 15: Comportamiento de precios de mercado de largo plazo en escenarios CMR y CC para elasticidades Baja, Media y Alta.	94
Figura 4- 16: Comportamiento de precios de mercado de largo plazo en escenarios CMR y CC para elasticidades Baja, Media y Alta.	95
Figura 4- 17: Comportamiento de los precios promedios ponderados de mercado mayorista en períodos de análisis, para bajo valor de λ	96
Figura 4- 18: Comportamiento de los precios ponderados promedio para mercados mayoristas según períodos de análisis, para alto valor de λ	97

Figura 4- 19: Comportamiento esperado del precio ponderado promedio de mercado mayorista en función a valores de λ , escenario CMR.	97
Figura 4- 20: Comportamiento esperado de los precios promedios ponderados de mercado mayorista según valores de λ , caso CC.	98
Figura 4- 21: Comportamiento del precio ponderado promedio para mercados mayoristas en escenarios en monopolio y competencia para distintas elasticidades.....	99
Figura 4- 22: Efectos del manejo por gestión de la demanda.	100
Figura 4- 23: Comportamiento del precio p entre CMR (Elasticidad Baja) y CC (Elasticidad Baja, Media y Alta).	102
Figura 4- 24: Comportamiento del precio f entre CMR (Elasticidad Baja) y CC (Elasticidad Baja, Media y Alta).	102
Figura 4- 25: Comportamiento precio ponderado promedio de mercado mayorista escenarios CMR (Elasticidad Baja) y CC (Elasticidad Baja).	103
Figura 4- 26: Comportamiento de precio ponderado promedio para mercado mayorista escenarios CMR (Elasticidad Baja) y CC (Elasticidad Alta).	104
Figura 4- 27: Comportamiento de precios ponderados promedio para mercado mayorista escenario CC de acuerdo a elasticidad en relación a CMR de plazo corto (de baja elasticidad).	105
Figura 4- 28: Curvas de demanda para distintos niveles de elasticidad.....	106
Figura A3- 1: Evolución de la Estructura de la Industria en Inglaterra y Gales.....	141
Figura A3- 2: Evolución del Precio de La Electricidad para Consumidores Domésticos y empresas de Servicios de Inglaterra (*).....	142
Figura A3- 3: Evolución de precios en el mercado mayorista en Inglaterra y Gales (1999-2002).....	143
Figura A3- 4: Evolución de precios Mayoristas y demanda en el Reino Unido	143
Figura A3- 5: Factura típica del cliente de electricidad, costos y margen Neto	143
Figura A3- 6: Cifras mensuales de transferencia del gas y la electricidad	145
Figura A3- 7: Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista Español	147
Figura A3- 8: % de Energía suministrada a través del comercializador libre sobre el total de consumo (con calendario de elegibilidad y desaparición de tarifas. Fuente SINCRO	149
Figura A3- 9: Evolución del precio de la electricidad en el mercado liberalizado	153
Figura A3- 10: Evolución comparativa del precio medio Mayorista de Europa en relación a España.....	154
Figura A3- 11 : Evolución de precios Mayoristas y demanda en España.....	154
Figura A3- 12: Evolución del precio medio facturado a consumidores finales y precio medio de compras en mercado de comercializadores en España.....	154
Figura A3- 13: Sector Energético Colombiano.....	155
Figura A3- 14: Estructura del mercado Mayorista colombiano.....	156
Figura A3- 15: Promedio de ahorro de un Consumidor No Regulado.....	160
Figura A3- 16: Número de Comercializadores de Energía Eléctrica	160

LISTA DE SIMBOLOS

APM: Análisis de poder de mercado
AR: Modelo autorregresivo
Arima: Modelo autorregresivo integrado con promedios móviles
Arma: Modelo autorregresivo con promedios móviles
BOO (build-operate-own) – construir, operar, poseer
BOT (build-operate-transfer) – construir, operar, transferir
CB: Clasificador bayesiano
CC: Comercialización Competitiva
CF: Consumidor Final.
CMR: Comercialización Monopólica Regulada (ligada a la distribución)
CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia
CNO: Componentes no observadas
CPUC: California Public Utilities Commission
CSF: función de suministro de conjetura
CUR: Comercializador de Último Recurso (España)
CV: variación conjetural
 C_1, C_2, C_3 : Comercializador 1, Comercializador 2, Comercializador 3.
DSM: Demand Side Management
EO: Estrategias de ofertamiento
FPO: Flujo de potencia óptimo
FRC: Full Retail Competition
FT: Función de transferencia
GARCH: Heteroskedastic condicional autorregresivo generalizado
IEA: International Energy Agency
IPPs (Independent Power Producers): generadores independientes
IRR: Impacto restricciones de red
LF: Lógica Fuzzy
Max. BS: Maximización beneficio social
Max. UG: Maximización utilidades del generador
Max. UR: Maximización utilidades de la red
Min. CR: Minimización de costo del sistema
Min. CS: Minimización del costo social

Min. MC: Minimización de cambio de potencia para manejo de congestión

Min. PC: Minimización pagos de consumidores

MD: Minería de datos

NETA: New Electricity Trading Arrangements

NU: Nodo único

ENFICC: Energía en firme anual para el cargo por confiabilidad = Máxima energía eléctrica que es capaz de entregar un generador continuamente, en condiciones de baja hidrología, durante un año

OFT: The Office of fair trading (autoridad de competencia del Reino Unido).

Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets).

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico

OM: Operación de mercado

PM: Precio marginal

PMN: Precio marginal nodal

power pools: bolsas de energía

PP: Pronóstico de precio

PURPA: Public Utility Regulatory Policies Act (Ley de Políticas Regulatoras de la Empresa Pública)

Qualifying Facilities: Generadores externos renovables o de cogeneración.

RD: Regresión dinámica

RN: Redes neuronales

SFE: Equilibrio función de suministro

SPC: Sistema de prueba de confiabilidad

ST: Series de tiempo

TC: Teoría de control

Trans. : Red de transbordo

TUR: Tarifa de Último Recurso (España)

VAD Físico: Valor Agregado de Distribución Físico

VAD Comercial: Valor Agregado de Distribución Comercial

WL: Wavelet (Una wavelet es una oscilación de onda, como con una amplitud que comienza en cero, aumenta, y luego disminuye de nuevo a cero)

λ : Grado de aversión al riesgo del inversionista.

1. Introducción

1.1 Motivación

El presente trabajo de investigación titulado “Impactos de la Introducción de la Comercialización en el Mercado Eléctrico Peruano” ha sido desarrollado con la motivación de identificar ventajas cualitativas y cuantitativas que traería consigo la introducción de la comercialización de energía eléctrica en beneficio del usuario y de la eficiencia del sector eléctrico peruano.

En el Perú se reconocen las actividades de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Los usuarios son atendidos por una empresa distribuidora ubicada en la zona geográfica donde residen. Esta empresa ejerce a la vez la función de comercialización y el usuario tiene la condición de cautivo, pues la única opción de satisfacción de su requerimiento energético, es este monopolio.

En otras estructuras de mercado del contexto internacional, p. ej., Inglaterra, España y Colombia, existe además de las actividades descritas (generación, transmisión, distribución), la función de la comercialización desligada de la distribución. En dichos mercados, el cliente tiene la capacidad de elección de su suministrador. La tesis busca contribuir en el logro de la opción de elección de sus suministradores que actualmente el usuario peruano no posee.

1.2 Antecedentes

Los orígenes de las reformas en la industria eléctrica mundial, se pueden remontar a finales de 1970. El primer paso se dio con una apertura parcial de la generación de electricidad a los nuevos entrantes. En 1978, existía en EEUU una creciente preocupación por repercutir en las tarifas las diferencias reales de los costes de la energía eléctrica entre diferentes horas del día y/o estaciones del año; esto se reflejó en el decreto del Congreso Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA) de 1978 y en la práctica de varias empresas. Esta norma legal inicia el proceso de

transformación del sector eléctrico americano, indicando ya las necesidades de diseño de tarifas más eficientes, autorizando las qualifying facilities (generadores externos renovables o de cogeneración). Posteriormente se pasó a los contratos BOO (build-operate-own) y los BOT (build-operate-transfer), dando pie a la aparición de generadores independientes (Independent Power Producers o IPPs). El manejo de las transacciones con todos estos nuevos agentes, junto con la evolución de las transacciones dentro de las bolsas de energía (power pools) llevaron a cambiar la forma de determinar las tarifas entre compañías eléctricas y tender más hacia mercados organizados liberalizados donde compiten entre sí [RIVIER S/F].

Cuatro años después de la PURPA, en 1982, Chile promulgó una ley que introdujo cierto grado de competencia en los mercados de electricidad al permitir que los grandes usuarios finales puedan elegir libremente su proveedor y negociar los precios. Un segundo paso fue el establecimiento de mecanismos de mercado explícito para determinar el despacho de los generadores y el precio de venta al por mayor de electricidad, lo que introdujo competencia entre generadores. [IEA 2001]

En los años 90, se reforma la estructura y organización del sector eléctrico de numerosos países. La empresa eléctrica tradicional, pública o privada organizada como un monopolio con estructura verticalmente integrada que realizaba todas las actividades asociadas con el suministro de electricidad: generación, transporte, distribución y comercialización, fue sustituida por empresas encargadas de actividades específicas, separadas entre sí. La búsqueda de eficiencia, identifica posibilidades de competencia en los sectores de comercialización y generación de energía [IEA2001]. En el nuevo contexto, se separaron las actividades competitivas (generación y comercialización) de las que continúan siendo reguladas (transporte y distribución), sin embargo en parte de los países que adoptaron la reforma, entre ellos el Perú, la comercialización quedó asociada a la distribución.

Aunque Chile fue pionero en el establecimiento de un marco de competencia entre generadores en el año 1982 [BERNSTEIN 1988] [GOMEZ 1999] [PEREZ ET AL 2010], ha sido a partir de los años 90 cuando siguiendo las experiencias de Inglaterra y Gales y Noruega(1990), varios países han ido liberalizando la venta y compra de energía. En Latino América, Argentina en 1992 privatizó por negocios el

sistema público. Esta experiencia ha sido seguida por otros países del área, tales como Bolivia, Perú, Colombia, Brasil, Centro América (Guatemala, El Salvador, Panamá). En Europa, la experiencia de Inglaterra y Noruega fue seguida de cerca por Escocia, Irlanda del Norte y el resto de países escandinavos. En 1996 la Unión Europea aprobó la Directiva 96/92/EC por la que se insta a los países miembros a permitir la liberalización de la compra de energía a los llamados consumidores cualificados, y se establecieron las reglas básicas para instituir un mercado europeo de la electricidad. En España (1998) y Holanda (1999) se instauraron mercados mayoristas de electricidad [GOMEZ 1999]

Así mismo en Australia, Nueva Zelanda, Canadá (Alberta y Ontario), y en Estados Unidos (California, Pennsylvania, New Jersey, Maryland) se introdujeron mercados como fórmula preferida frente a la regulación tradicional para aumentar eficiencia y reducir precios [GOMEZ 1999]

En paralelo al desarrollo de los mercados mayoristas, los mercados de la electricidad se han ido abriendo a los usuarios finales. En algunos países y estados todos los usuarios finales están legalmente autorizados a elegir a su proveedor (Noruega desde 1991, Nueva Zelanda desde 1994, Suecia desde 1996, Finlandia desde 1997, California desde 1998, Inglaterra y Gales desde 1999, Nueva Gales del Sur desde 1999) [IEA 2001].

En 1992 en el Perú el proceso de reforma del sector eléctrico, sustentado por la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) y su Reglamento, desligó las actividades de generación, transmisión y distribución, promoviendo un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan realizarse en contexto de competencia, y precios regulados para los suministros que por su característica lo requieran. Sin embargo la comercialización continuó siendo ejercida por los distribuidores. Actualmente, excepto los grandes usuarios¹ y clientes libres², los clientes regulados no tienen opción de elegir a su suministrador, debiendo inexorablemente suscribirse a un monopolio local para satisfacer su requerimiento

¹ Grandes Usuarios: Se denomina así aquellos clientes Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10 MW, o agrupaciones de usuarios libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW.

² Clientes Libres: Los Usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 kW, hasta 2500 kW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre

de abastecimiento de energía eléctrica a precios determinados por un organismo regulador.

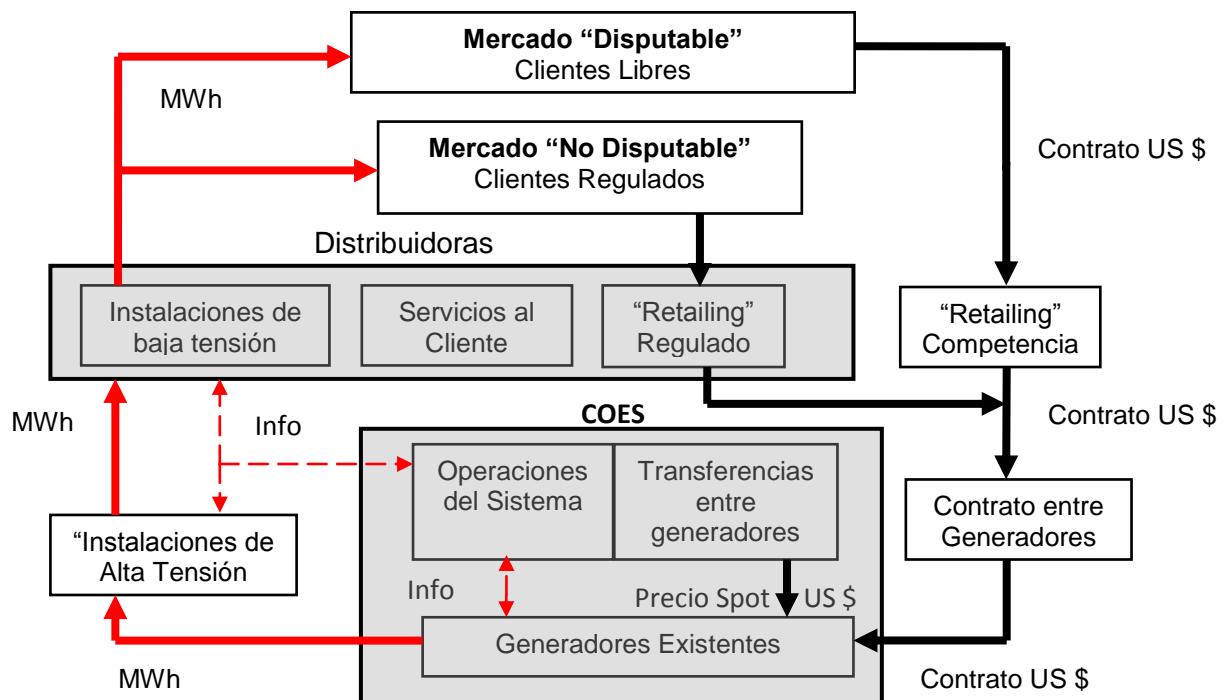
1.3 Planteamiento Del Problema

1.3.1 Identificación y Determinación del problema

1.3.1.1 Diagnóstico

Con posterioridad a las primeras medidas reformistas introducidas en 1992 en el Perú, en el año 2005, una comisión creada por Ley N° 28447 integrada por representantes del Ministerio de Energía y Minas y OSINERG (actualmente OSINERGMIN), asesorada por reconocidos expertos como Larry Ruff [RUFF 2003] e Ignacio Pérez Arriaga [COMI 2005] [PEREZ 2006] formuló el proyecto de Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (ver fig. 1-1), plasmado en el denominado Libro Blanco, proponiendo la introducción de la comercialización en el Perú, por considerarla potencialmente competitiva [COMI 2005].

Figura 1- 1: Diseño del Mercado Eléctrico planteado en el Libro Blanco



Fuente: Larry E. Ruff 2003- Transmission Pricing in Perú

Sin embargo, una de las mayores distribuidoras, EDELNOR y la generadora EDEGEL [COMI 2005], argumentaron que el tema no había sido suficientemente analizado y discutido con los agentes del sector, solicitando se deje su inclusión para una posterior reforma y finalmente no se incluyó en la Ley 28832 promulgada el año 2006. De esta manera, el precio que paga el cliente final continúa siendo fijado por un ente regulador, el cliente carece de posibilidad de elegir a su suministrador y el distribuidor ejerce la función de comercialización monopólica.

1.3.2 Formulación del Problema

De los antecedentes y el diagnóstico expuestos, se observa que el problema es la ineficiencia en la determinación de precios de electricidad a los consumidores en el Perú, pues éstos no son fijados por el mercado. Consecuentemente, el problema de investigación está orientado a indagar si los precios que se obtendrían en un marco competitivo con la introducción de la comercialización en el mercado eléctrico peruano serán eficientes en comparación con los precios regulados actuales que paga el usuario.

Del contexto general descrito que precede, surge la siguiente interrogante: ¿Son los precios en el mercado regulado de electricidad peruano mayores que los que existirían en un contexto con comercialización?

Se presentan también las siguientes interrogantes:

1. ¿Es viable la formulación de un modelo matemático específico para el caso peruano, que permita estimar los efectos en los precios con la introducción de la comercialización?
2. ¿Qué ventajas y desventajas presenta el comercializador, en los países en que existe la comercialización?

1.3.3 Objetivos de la tesis

La tesis tiene objetivos generales y específicos, que se explican a continuación:

1.3.3.1 Objetivo General

Demostrar que los precios regulados a los consumidores en el Perú son más altos que los que se obtendrían con la introducción de la comercialización, mediante el desarrollo de un modelo basado en la Teoría de Juegos de Cournot para proponer su implementación en el Perú.

1.3.3.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de esta tesis son los siguientes:

- Desarrollar un modelo que sirva para evaluar los impactos que tendría la implantación de agentes comercializadores en el mercado eléctrico peruano, incluyendo los efectos de la variación de la elasticidad de la demanda.
- Obtener una visión del estado de la comercialización a nivel internacional para encontrar las ventajas cualitativas y cuantitativas que ofrece este modelo de mercado eléctrico para considerar su aplicación en el mercado eléctrico peruano, así como las desventajas a efecto de no incurrir en errores en la futura implantación de la comercialización.

1.4 Hipótesis

- Los precios regulados a los consumidores en el Perú son más altos que los que se obtendrían con la introducción de la comercialización.
- Es viable la formulación de un modelo matemático específico para el caso peruano, que permita estimar los efectos en los precios con la introducción de la comercialización.

- Con la revisión de la experiencia internacional es posible encontrar las ventajas y desventajas cualitativas y cuantitativas que ofrece este modelo de mercado eléctrico para considerar su aplicación en el mercado eléctrico peruano.

1.5 Justificación de la investigación

El desarrollo de la presente tesis se justifica por las siguientes razones:

Porque proporciona un modelo matemático que permite simular el mercado eléctrico peruano en la situación actual y en la situación en la que se implementa la comercialización minorista y comparar los precios en ambos escenarios.

Porque permite conocer el desarrollo y el estado actual de la comercialización en el contexto internacional, para estudiar los aspectos positivos cualitativos y cuantitativos y los aspectos negativos para su consideración en la implementación de la comercialización en el Perú

Porque se pueden obtener beneficios económicos para los consumidores que actualmente tienen la condición de usuarios cautivos, con la introducción de la comercialización en el mercado eléctrico peruano.

Para aportar a la discusión que reclamaron algunos agentes opuestos a la introducción de la comercialización, expresada con motivo de la propuesta incluida en el Libro Blanco que fue el fundamento para la promulgación de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

1.6 Alcances y Limitaciones

La investigación alcanza a determinar los cambios en los precios a los usuarios del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) que actualmente tienen la condición de regulados con la introducción de la comercialización.

Comprende el desarrollo de un modelo que permite comparar los precios regulados con los precios en un contexto en que se implementa la comercialización. El modelo considera un oligopolio formado por cuatro firmas, el efecto del grado de aversión de los inversionistas, de la elasticidad de la demanda y los distintos costos marginales de la generación en el precio y presenta una formulación matemática generalizada para el estudio de oligopolios de n participantes.

Comprende la revisión de la experiencia internacional en comercialización para encontrar las ventajas cualitativas y cuantitativas que ofrece este modelo de mercado eléctrico para considerar su aplicación en la organización de una nueva estructura del mercado eléctrico peruano que incorpore la comercialización.

Asimismo, considera la revisión del estado del arte en la modelación de mercados de electricidad con la finalidad de ubicar el modelo propuesto en dicho contexto.

Se asume que existe potencia instalada suficiente para atender la demanda, razón por la cual no se consideran las limitaciones de capacidad. El modelo no contempla el efecto de los embalses

No considera el efecto en el precio originado por el cambio de suministrador por los usuarios en el escenario con comercialización.

1.7 Estructura de la Tesis

La tesis consta de cinco capítulos, los cuales están organizados de la siguiente manera:

En el primer capítulo se realiza una introducción al contenido, exponiendo la motivación, los antecedentes, el diagnóstico, planteamiento del problema, los objetivos, las hipótesis, la justificación de la investigación, sus alcances y limitaciones y la descripción de la estructura de la tesis.

En el segundo capítulo se desarrolla el marco teórico de la tesis

En el tercer capítulo se explica la metodología, detallando los métodos empleados durante la investigación, ubicando el trabajo dentro de una corriente epistemológica determinada. Se desarrolla el modelo propuesto y se efectúa la estimación de parámetros que intervienen en el modelo.

En el cuarto capítulo se realiza la validación del modelo y se aplica al caso peruano. Se presentan los resultados y se realiza el estudio y discusión de estos.

En el quinto y final capítulo se expone las conclusiones y recomendaciones de la tesis realizada.

2. Marco Teórico

2.1 Introducción

El presente capítulo resume aspectos relevantes del conocimiento sobre comercialización, microeconomía y teoría de juegos que sirvieron de base para el desarrollo del presente trabajo de investigación. La revisión tomó en cuenta las siguientes referencias [LEMUS 2006], [GREEN 2002], [HUNT Y SHUTTLEWORTH 1996], [CALLEJON ET AL 2001], [COMI 2005], [TIROLE 1990], [FLORES 2003] [FERNÁNDEZ 2002], [IEA 2001] [KIRSCHEN y STRBAC 2003] [LEIGH 2008], [STOFT 2002] [PEREZ ET AL 2010] [OYANGUREN 2007].

Para ubicar el estudio en el contexto de otros relacionados o afines al tema de investigación se consultó el artículo “Revisión de Herramientas Aplicadas a la Modelación de Mercados de Electricidad” [LONDOÑO Y LOZANO 2009] efectuando comparaciones entre los modelos utilizados en cada herramienta e identificando sus principales características. De este análisis se concluye que el tipo de herramienta a utilizar depende del objetivo y alcance que se busca con el estudio.

Los principios de la teoría económica señalan que la competencia perfecta es el escenario ideal para la formación de los precios en los mercados. En el caso de los mercados eléctricos, existen tendencias en este sentido, que propugnan la introducción de competencia en segmentos de la actividad eléctrica tradicionalmente realizadas por monopolios como es el caso de la distribución.

Existen investigaciones previas que han tratado de modelar cuáles serían los efectos de introducir la comercialización competitiva en sus respectivos países, basados en el modelo de equilibrio clásico de Oligopolio de Cournot. Tal es el caso de Richard Green [GREEN 2003] que desarrolla un modelo del mercado eléctrico de Inglaterra y Gales, compara los contextos de monopolio y competencia para abastecimiento de usuarios finales. El mercado inglés analizado, posee dos grandes firmas de generación con tecnologías idénticas (plantas térmicas), razón por la cual Richard Green modela el segmento de generación formado por un duopolio tradicional de Cournot de empresas de costos marginales semejantes e invariables.

En Chile, Cristina Loreto Lemus Manzur [LEMUS 2006] desarrolla una adaptación del trabajo de Green a la realidad chilena, realizando la generalización de la idea de duopolio de Cournot a la participación de más grupos empresariales (oligopolio) con costos marginales distintos. Para este modelo, Loreto define un oligopolio formado por tres firmas (Endesa, Colbún y AES Gener S.A.). Esta misma formulación ha sido utilizada por Oyanguren [OYANGUREN 2007] para simular el caso peruano con $n=3$ conformantes de un oligopolio que actúa en el sector eléctrico nacional.

Para la presente tesis, se recoge los antecedentes mencionados, en especial los de Green y Lemus definiéndose el segmento de generación peruano formado por un oligopolio de 4 firmas, con base en el diagnóstico realizado por la comisión mixta formada por el Ministerio de Energía y Minas y OSINERGMIN para la formulación del denominado Libro Blanco, y se desarrolla un modelo adecuado a esta configuración del mercado eléctrico, aplicando la generalización del criterio de duopolio de Cournot a la intervención de más empresas (oligopolio) con costos marginales distintos. El modelo permite comparar la situación de los precios en el mercado regulado, en condiciones de monopolio versus condiciones de competencia.

Finalmente, se revisa la experiencia internacional en comercialización para rescatar los aspectos positivos y evitar los aspectos negativos de estas experiencias (Anexo 3)

2.2. Estructuras Básicas de Mercado

En la economía, la estructura del mercado (también conocida como forma del mercado) describe su estado respecto al grado de competencia existente. Las formas principales del mercado son las mostradas en la Tabla 2-1:

Tabla 2- 1: Estructuras Básicas de mercado

Estructuras de mercado	Vendedores		Compradores	
	Barreras de entrada	Número	Barreras de entrada	Número
Competencia	No	Muchos	No	Muchos
Monopolio	Si	Uno	No	Muchos
Monopsonio	No	Muchos	Si	uno
Oligopolio	Si	Pocos	No	Muchos
Oligopsonio	No	Muchos	Si	Pocos
Competencia monopolística	No	Muchos	No	Muchos

Fuente: [CALLEJON ET AL 2001] (Pág. 37)

Entre estos dos casos extremos (mercado concurrencial y un solo productor) en los mercados reales predominan las estructuras de competición imperfecta en que las firmas tienen en mayor o menor grado, poder de mercado [CALLEJON ET AL 2001]

2.3. Modelos Matemáticos Aplicables al Análisis de la Comercialización de la Electricidad

2.3.1 Modelos clásicos de Oligopolio

Dado el comportamiento oligopólico que caracteriza el sector eléctrico peruano, se ha revisado la literatura especializada, para encontrar los modelos que se adecuen al problema. Se destacan los siguientes modelos (Tabla 2-2)

Tabla 2- 2: Modelos Clásicos de Oligopolio

Modelo	Parámetro de competencia	Secuencialidad
Cournot	Cantidad	Decisiones simultáneas
Stackelberg	Cantidad	Decisiones secuenciales
Bertrand	Precio	Decisiones simultáneas

Fuente: Elaboración propia

Cuando en una industria oligopolística las empresas toman decisiones de manera independiente sin llegar a acuerdos de reparto de la producción ni de fijación de precios, se trata de un oligopolio no cooperativo. La modelación de los oligopolios no cooperativos, considera la existencia de cinco supuestos restrictivos [CALLEJÓN ET AL 2001] que se detallan en la Tabla 2-3:

Tabla 2- 3: Características de los oligopolios no cooperativos

Ítem	Característica
1	Los consumidores son precio aceptantes
2	La industria oligopolística produce un producto homogéneo.
3	El número de empresas es fijo. No hay entrada de nuevas empresas.
4	Las empresas disponen colectivamente, como un conjunto, de poder de mercado.
5	Cada empresa puede elegir su precio o su output, pero no las dos variables al mismo tiempo.

Fuente: [CALLEJÓN ET AL 2001], elaboración propia

Los modelos de oligopolio de un solo período utilizan el concepto de equilibrio de Nash. Dado el conjunto de empresas presentes en el mercado y sus respectivas estrategias, se dice que se encuentran en equilibrio de Nash cuando ninguna

empresa tiene incentivos a cambiar de estrategia, es decir, cuando ninguna empresa puede mejorar sus resultados adoptando una estrategia diferente.

Los tres modelos de oligopolio no cooperativo, y de un solo período, más conocidos son Cournot, Stackelberg y Bertrand. En los dos primeros modelos se dice que se da competencia a la Cournot, en donde la variable que las empresas utilizan estratégicamente es el nivel de output³. En la competencia a la Bertrand la variable crucial es el precio. En la competencia a la Cournot y al Bertrand las empresas deciden sus estrategias simultáneamente; en el modelo de Stackelberg una de las empresas anuncia su output antes que las demás.

2.3.2 El modelo de Cournot

El supuesto clave del modelo de Cournot es que las empresas toman sus decisiones de forma simultánea, lo que excluye la posibilidad de comportamientos colusivos, por tanto, se trata de un juego simultáneo y no cooperativo. Este modelo considera los siguientes supuestos (Ver Tabla 2-4)

Tabla 2- 4: Supuestos del Modelo de Cournot

Ítem	Supuesto
1.	El producto de las empresas es homogéneo.
2	El precio único de mercado resulta de la oferta agregada de las empresas.
3	Las empresas determinan simultáneamente la cantidad ofrecida.

Se encuentra el equilibrio cuando ninguna empresa tiene incentivos a cambiar de estrategia, es decir, cuando ninguna empresa puede mejorar sus resultados adoptando una estrategia diferente [CALLEJON ET AL 2001]

2.3.3. Modelo de Stackelberg

El modelo de Stackelberg se distingue del modelo de Cournot en que las empresas escogen su producción secuencialmente, y no simultáneamente. Una de ellas, es la líder, adopta un comportamiento más sofisticado y consigue beneficios superiores a sus rivales seguidoras [CALLEJÓN ET AL 2001].

³ En su libro *Recherches sur les principes mathématiques de la théorie des richesses* (1838), Antoine Augustin Cournot planteaba que las empresas eligen aquel nivel de output que maximiza su beneficio, tomando como fijas las cantidades producidas por sus rivales.

En el modelo de Cournot la simultaneidad de las elecciones de capacidad de todas las empresas no significa que las decisiones de las empresas se den simultáneamente en el tiempo. Lo relevante es que cada empresa desconozca la decisión de las empresas rivales en el momento en el que toman la suya.

La secuencialidad en la toma de decisiones puede ser muy realista cuando una de las empresas se destaque como líder natural del mercado, o cuando una empresa se instaló con demasiada antelación con respecto a las otras en el mercado.

El modelo de Stackelberg se corresponde con el de Cournot en sus hipótesis con la diferencia de que las elecciones de la cantidad son secuenciales y no simultáneas.

2.3.4. Modelo de Bertrand

Se consideran las mismas hipótesis que el modelo de Cournot pero sustituyendo la cantidad por el precio como variable estratégica. Las empresas toman decisiones sobre precios. En el modelo de Cournot los resultados de equilibrio dependen del número de empresas. Con pocas empresas los resultados se acercan al monopolio; con muchas empresas los resultados se acercan a la competencia perfecta. En el modelo de Bertrand la solución de equilibrio es siempre la competencia perfecta, independientemente del número de empresas [CALLEJON ET AL 2001].

2.3.5. ¿Qué modelo se adecúa mejor al problema a resolver?

A diferencia del equilibrio de Cournot, que conlleva unos resultados intuitivamente aceptables, el equilibrio de Bertrand resulta en cierto modo contra intuitivo, ya que son suficientes dos empresas para que se llegue a un resultado correspondiente a la competencia perfecta [CALLEJÓN ET AL 2001].

En un contexto de mercado oligopolístico, las empresas pueden tomar decisiones sobre el precio que quieren aplicar o sobre el output que desean producir y vender, pero no pueden elegir simultáneamente el nivel de las dos variables. [CALLEJÓN ET AL 2001].

Si bien el modelo Bertrand puede describir adecuadamente algunas fases de los mercados, las empresas evitan en general la competencia intensa en precios que destruye todo beneficio. Las guerras de precios son episodios limitados en el tiempo. Por esta razón se considera el modelo de Cournot como más realista o representativo de la mayoría de mercados [CALLEJÓN ET AL 2001]. Por lo expresado, se ha seleccionado el modelo Cournot como base para el modelo del presente trabajo de investigación

2.3.6 Introducción a la teoría de juegos

El oligopolio se caracteriza por la incidencia de las decisiones de una empresa en las demás empresas. Para el estudio del oligopolio se utiliza la teoría de juegos (Tabla 2-5).

Tabla 2- 5: Clasificación de la Teoría de Juegos

Criterio de clasificación	Tipo 1	Tipo 2
Por número de jugadores	Bipersonal	n-personales
Número de estrategias	Finito	Infinito
Evolución temporal	Estático	Dinámico
Intercambio de información entre jugadores	Cooperativo	No cooperativo
Variación de la riqueza	Suma constante	Suma no constante
Información disponible	Completa	Incompleta
Calidad de información que adquieren	Perfecta	No perfecta
Secuencia de decisiones	Simultáneas	No simultáneas

Elaboración propia, fuente: Andrés Ramos Universidad Pontificia Comillas <http://www.iit.upcomillas.es/aramos>

La Teoría de Juegos (estudio formal de las relaciones estratégicas entre agentes) tiene una gran importancia para el estudio del oligopolio. Analiza la forma en que dos o más agentes eligen cursos de acción o estrategias que afectan de forma simultánea a cada uno de los participantes. Un juego está constituido por un conjunto de agentes, un conjunto de estrategias posibles para cada uno de los agentes, un conjunto de funciones de utilidad o beneficio y unas reglas.

Los juegos de suma cero (suma constante), son aquellos en que la ganancia del ganador es la pérdida del jugador rival (Ajedrez, Go, Póker).

Los juegos con información incompleta. El más común es aquel en el que al menos un jugador desconoce la función de pagos de otro jugador (Tabla 2-6).

Tabla 2- 6: Ejemplos de juegos con información incompleta

Ítem	Ejemplo
1	Un vendedor conoce la verdadera calidad del producto y el comprador no.
2	Un trabajador nuevo en la empresa conoce su verdadera productividad y el empresario no.
3	Una empresa puede desconocer los verdaderos costes de su competidora.
4	Puedes desconocer la verdadera valoración del objeto de un competidor en una subasta.

Elaboración propia, fuente: Andrés Ramos Universidad Pontificia Comillas
<http://www.iit.upcomillas.es/aramos>

Los juegos secuenciales, son aquellos en que los participantes van realizando su jugada una vez realizada la acción del jugador rival.

Cada uno de estos tipos de juego, tiene su opuesto, es decir, existen juegos de no-suma cero (juegos de negociación), juegos no cooperativos (dilema del prisionero), juegos con información incompleta y juegos simultáneos.

La forma normal (o forma estratégica) de un juego es una matriz que muestra los jugadores, las estrategias, y las recompensas (pagos). En el ejemplo (Ver Tabla 2.7) conocido como el “dilema del prisionero” (DP), dos sujetos que han delinquido son arrestados con pocas pruebas que los incrimine. Son separados en calabozos apartados ofreciéndole a cada uno recompensas por delatar al cómplice. Si solamente uno de ellos coopera con la ley (D), es liberado como recompensa, en tanto que el otro recibe una pena (N) de doce años de prisión. En el caso que los dos se delaten uno a otro, se consiguen pruebas que posibilitan sancionarlos drásticamente (diez años a uno y otro). Y en el supuesto de que ninguno coopere con la ley, los dos son sentenciados a castigos pequeños (un año) basadas en las pocas pruebas que la policía ha logrado obtener [VEGA 2000]

La tabla de pagos (identificados como el negativo de los años de cárcel) correspondiente a esta situación es como sigue:

Tabla 2- 7: Teoría de Juegos, dilema del prisionero

		Prisionero 2	
		D	N
Prisionero 1	D	-10, -10	0, -12
	N	-12, 0	-1, -1

Fuente: VEGA [2000] págs. 1 y 2

D= Delata N= No delata

En este caso la estrategia dominante para cada uno de ellos es delatar, motivo por el que el equilibrio de Nash se encuentra en la celda (D, D) mientras que el óptimo paretiano se encuentra en la celda (N, N).

De esta forma, los individuos buscando su propio beneficio consiguen un resultado peor para ambos. Si los prisioneros fueran leales entre sí, la mejor opción sería cooperar entre ellos eligiendo no delatar.

2.4. Selección del Modelo Óptimo Aplicable al Análisis de los Mercados Eléctricos en el Actual Estado del Arte.

A fin de satisfacer las interrogantes de los participantes de los mercados eléctricos, se ha visto la necesidad de modelar estos mercados, para que los agentes, tanto reguladores como generadores, tengan herramientas que les sirvan de punto de referencia para tomar sus decisiones. Por esta razón, se han utilizado diversas técnicas y modelos para representarlo [LONDOÑO Y LOZANO 2009].

Distintas revisiones bibliográficas se han presentado en la literatura analizada, incluyendo: métodos para desarrollar estrategias de ofertamiento. [DAVID Y WEN 2000], tendencias en modelamiento de mercado [VENTOSA ET AL 2005] y pronóstico de precio [CONEJO ET AL 2005], [LI ET AL 2005]. A continuación se presenta un estado del arte actualizado en modelamiento de mercados, descritos de acuerdo a las técnicas o herramientas usadas y a algunas características importantes [LONDOÑO Y LOZANO 2009]. Asimismo, se incluye las referencias investigadas en este trabajo de investigación.

2.4.1. Herramientas utilizadas en modelamiento de mercados eléctricos

A nivel general, en mercados competitivos se ha trabajado ampliamente en dos puntos fundamentales: representar el comportamiento de los generadores en el mercado y pronosticar el precio [LONDOÑO y LOZANO 2009].

En el primer punto se ha utilizado la teoría de juegos, y para pronóstico de precio, las series de tiempo y las redes neuronales.

a) Teoría de juegos

Como se explicó, es una herramienta matemática para representar y analizar problemas de conflicto donde los beneficios de un individuo dependen de las elecciones de otro. El juego se compone de: grupo de “jugadores”, conjunto de movimientos (estrategias) y recompensas para cada combinación de estrategias (NASH 1951). Los juegos se pueden variar de distintas formas (Tabla 2-8), entre otras (DE LA TORRE ET AL 2004):

Tabla 2- 8: Formas de Juegos

Criterio	Descripción
Interacción agentes	cooperativos y no cooperativos
Clase de juego	simultáneos y secuenciales
Tipo de información:	perfecta e imperfecta o completa e incompleta

Fuente: [LONDOÑO y LOZANO 2009] Elaboración propia

Por la forma en que los agentes definen su oferta (Tabla 2-9), también hay modelos de equilibrio (BOMPARD ET AL 2006):

Tabla 2- 9: Clasificación de juegos por la forma en que los agentes definen su oferta

Modelo de equilibrio	Autor
Función de suministro (precio, cantidad)	(Klemperer y Meyer, 1989)
Por cantidad	(Cournot, Stackelberg)
Por precio	(Bertrand, Forchheimer)

Fuente: [LONDOÑO y LOZANO 2009] Elaboración propia

El equilibrio de estos modelos se encuentra generalmente con base en la teoría de Nash (el mercado alcanza su punto de equilibrio cuando: “la estrategia de cada jugador es óptima contra la de los otros”) [NASH 1951], y para hallarlo se han hecho diferentes contribuciones [DE LA TORRE ET AL 2004]; [HASAN ET AL 2008]; [BARQUIN Y VASQUEZ 2008].

b) Equilibrio de función de suministro

En este modelo se utilizan funciones de suministro (precio-cantidad) para definir las estrategias de los participantes. Fue propuesto por [KLEMPERER Y MEYER 1989] para un mercado de oligopolio y usado como base por [GREEN Y NEWBERY 1992]

con el objetivo de obtener uno para mercados de electricidad y analizar comportamientos estratégicos en duopolios simétricos, asimétricos y con restricciones de capacidad.

Algunos de estos modelos consideran, además, un tipo de modelo Stackelberg, donde las decisiones de los “seguidores” dependen de las que toman los “líderes”, utilizando modelos de optimización de dos niveles, donde un participante maximiza su beneficio sujeto a una solución de flujo de potencia óptimo (FPO), que maximiza el beneficio social basado en todas las ofertas.

c) Modelo de Cournot

En este modelo se toman las cantidades como variables de decisión en la estrategia de ofertamiento de un participante. [RAMOS ET AL 1998] han sido de los primeros en utilizar este modelo para un mercado de electricidad, incluyendo restricciones de equilibrio en un modelo de costo de producción detallado. Resaltan que se debe manejar muy bien la alta sensibilidad del modelo a la elasticidad de la demanda.

d) Variaciones conjeturales

Como una extensión a los modelos anteriores, se han incluido supuestos o conjeturas para tener en cuenta la reacción de los competidores cuando un participante está decidiendo su producción óptima. La reacción de los competidores puede depender de las funciones de suministro o de la curva de demanda, por lo tanto, se puede presentar: función de suministro de conjetura (CSF) [DAY ET AL 2002] o variación conjetural (CV) [GARCIA ET AL 2002]; [LOPEZ ET AL 2007], respectivamente.

e) Técnicas de predicción

Cuando un generador está definiendo su estrategia de ofertamiento, un parámetro que le puede ser de gran utilidad es el precio de despeje en el mercado para el día de su oferta; por esta razón, se han utilizado diferentes técnicas de predicción.

f) Series de tiempo

Para el análisis de series de tiempo se han desarrollado modelos estadísticos que buscan una relación entre los valores históricos y actuales de una variable (Tabla 2-10), la cual se caracteriza por tener un patrón de comportamiento en el tiempo.

Tabla 2- 10: Modelos estadísticos basados en series de tiempo

Modelo	Referencia
Clasificador Bayesiano + modelo de autorregresión	(AR) [NI Y LUH 2001]
Modelo de regresión dinámica	[NOGALES ET AL 2002]
Función de transferencia	[NOGALES ET AL 2002]; [NOGALES Y CONEJO 2006]
Modelo autorregresivo integrado con promedios móviles (Arima)	[CONTRERAS ET AL 2003]
Modelo autorregresivo (AR)	[CRESPO ET AL 2004]
Modelo autorregresivo con promedios móviles (Arma)	[CRESPO ET AL 2004]
Modelo de componentes no observadas	[CRESPO ET AL 2004]
Heteroskedastic condicional autorregresivo generalizado (GARCH)	[GARCÍA ET AL 2005]

Con los valores históricos, se determinan los parámetros del modelo para que sea utilizado en la predicción de la variable en un tiempo determinado.

g) Inteligencia artificial

Dentro de la inteligencia artificial, lo más utilizado para la predicción de precio son los modelos de redes neuronales. Estos modelos tratan de simular las propiedades de un sistema neuronal biológico, a través de modelos matemáticos. Cuando la neurona ha pasado un proceso de aprendizaje o entrenamiento, usando los valores históricos de las variables en el problema (p. ej. precio, demanda), ésta debe ser capaz de entregar la salida adecuada (pronóstico de precio) para unas señales de entrada dadas. En la literatura revisada se han utilizado los siguientes modelos de redes neuronales para predicción de precio (Tabla 2-11):

Tabla 2- 11: Modelo de predicción de precios basados en Inteligencia Artificial

Modelo	Referencia
Red perceptrón multicapa	[WANG Y RAMSAY 1998]; [SZKUTA ET AL, 1999]; [GAO ET AL 2000]; [ZHANG ET AL 2003]; [RODRIGUEZ Y ANDERS 2004]; [PINO ET AL 2008].
Modelo Neuro-Fuzzy	[HONG Y HSIAO 2002]; [RODRIGUEZ Y ANDERS 2004]
Red de función de base radial Gausiana	[GUO Y LUH 2003]

h) Otros métodos o técnicas de predicción

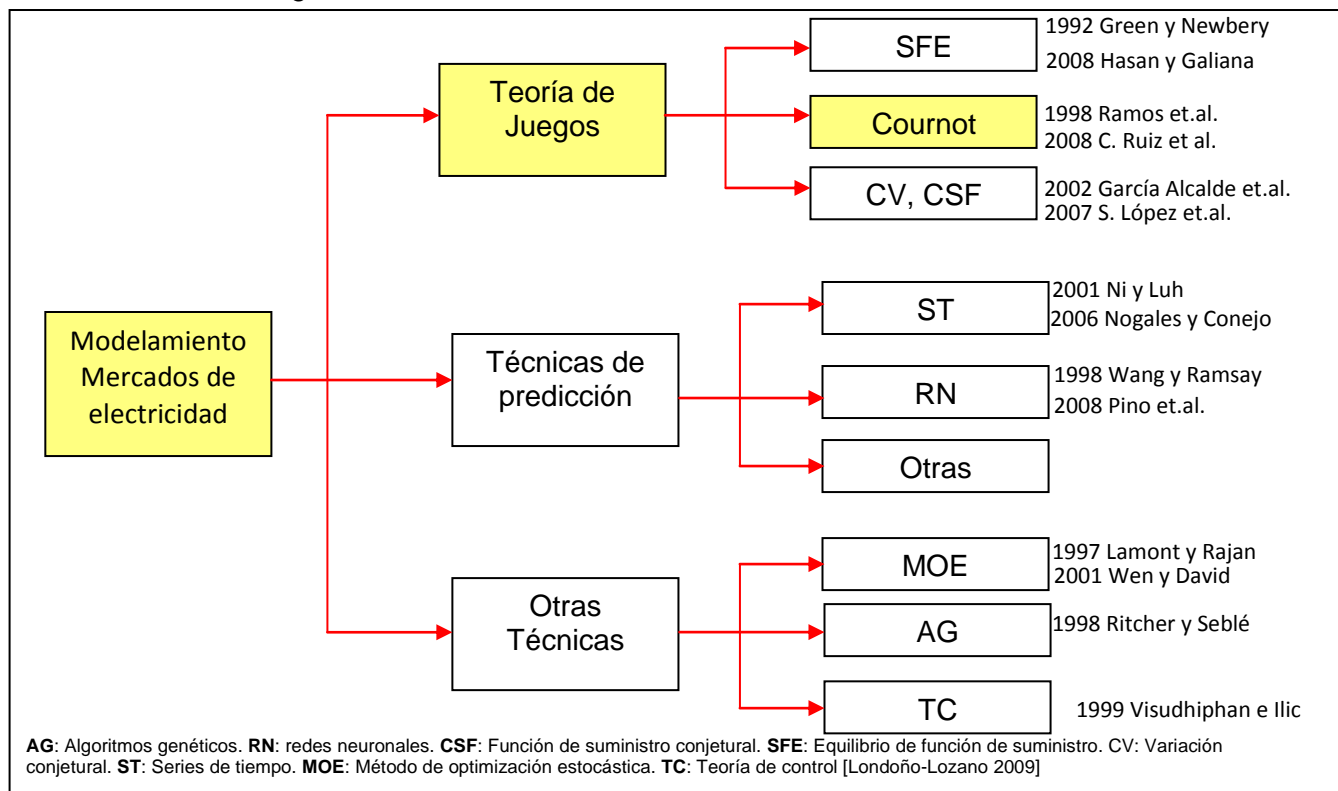
Otras técnicas utilizadas para la predicción de precio en mercados de electricidad se detallan en la Tabla 2-12:

Tabla 2- 12: Otros Métodos o Técnicas de predicción

Modelo	Referencia	Observaciones
Transformada wavelet	[KIM ET AL 2002],	También usada en conjunto con modelos Arima [CONEJO ET AL] 2005]
Minería de datos	[LU ET AL 2005)	Empleada para predecir precios pico.
Métodos estocásticos	[LAMONT Y RAJAN 1997]; [SONG ET AL 1999] y [SONG ET AL 2000]; [HAO 2000]; [ZHANG ET AL 2000]; [WEN Y DAVID 2001]	Se han utilizado para determinar estrategias de ofertamiento, desde el punto de vista de un solo generador.
algoritmos genéticos	[RICHTER Y SHEBLÉ 1998]	
La teoría de control	[VISUDHIPHAN E ILIC 1999].	Permite analizar el comportamiento de los agentes

En la Figura 2-1 se puede observar una clasificación de los modelos, incluyendo año y autor de la primera y última referencia encontrada.

Figura 2- 1 : Modelamiento de Mercados de Electricidad



2.4.2. Modelos desarrollados con base en la teoría de juegos

En la Tabla A2.13 (Anexo 1) se resumen los modelos desarrollados con base en la teoría de juegos, con las principales características de los mercados. En cuanto a la estructura del mercado, se ha considerado bilateral [HOBBS 2001]; [DAY ET AL 2002] pero, en la mayoría de estos modelos, es de oligopolio, y en algunos casos, junto con competencia perfecta [FERRERO ET AL 1997]; [OTERO ET AL 2000].

En casi todos los casos se considera la maximización de utilidad del generador, ya sea solo o junto con la maximización (minimización) del beneficio (costo) social, minimización del pago de consumidores o con la maximización de las utilidades de la red; un caso especial [PENG Y TOMSOVIC 2003] considera una tercera función objetivo, que es la minimización del cambio de potencia por manejo de congestión.

Por otro lado, también puede considerarse solamente la minimización de los costos del sistema [LÓPEZ DE HARO ET AL 2007].

La oferta multipartes se contempla en modelos de equilibrio de función de suministro o en modelos de función de suministro conjetural. La subasta considerada es de precio marginal, ya sea único en el sistema o nodal; y en algunos casos, adicionalmente es doble [WEBER Y OVERBYE 1999] y [WEBER Y OVERBYE 2002]; [BOMPARD Y NAPOLI 2006]

En general, estos modelos han sido utilizados para analizar el comportamiento estratégico de los participantes, y la gran mayoría tiene en cuenta las restricciones de la red, ya sea por modelos de red AC, DC o de trasbordo; pocos han sido usados para desarrollar estrategias de ofertamiento [FERRERO ET AL 1998] o pronosticar precio [GARCÍA ALCALDE ET AL 2002]; [LÓPEZ DE HARO ET AL 2007]. Por las consideraciones expuestas en los acápites precedentes, en nuestro caso, hemos optado por modelar el mercado eléctrico peruano, utilizando la teoría de juegos y el modelo de Cournot en la realización del presente estudio (Tabla A2-13) Anexo 1.

3. Metodología, Modelo Propuesto y Estimación de Parámetros

3.1 Metodología de Desarrollo

Este apartado detalla los métodos empleados durante la investigación, ubicando así el trabajo dentro de una corriente epistemológica determinada.

3.1.1 Tipo de Investigación

El tipo de investigación que se utiliza en el presente estudio es exploratorio, en cuanto tiene como objetivo examinar un tema poco estudiado en nuestro país. Para determinar los precios en los escenarios considerados (sin y con competencia), es cuantitativo correlacional porque mide el grado de relación entre dos ó más variables, es decir, cuantifica las relaciones existentes entre variables, para luego medir y analizar la correlación entre variables.

El propósito fundamental de un estudio cuantitativo correlacional es conocer como es el comportamiento de una variable, en el presente estudio el precio, conociendo el comportamiento de otras variables relacionadas (cantidad, tiempo, aversión al riesgo, elasticidad de la demanda, costos marginales). El valor de este tipo de investigación tiene un valor explicativo. [HERNÁNDEZ ET AL 2006]

En la parte concerniente a la revisión de la experiencia internacional (Anexo 3), el tipo de investigación utilizado es descriptivo. La investigación descriptiva busca especificar propiedades, características y rasgos importantes de cualquier fenómeno que se analice, en nuestro caso, el desarrollo y situación actual de la comercialización en los países en que ha sido implantado (Inglaterra, Colombia y España) y el caso especial de la crisis de California.

Finalmente, considerando que el objetivo de la tesis va más allá de la pura descripción de conceptos o fenómenos y está dirigido a establecer las causas de los

eventos, sucesos o fenómenos que se estudian, el tipo de investigación utilizada es también explicativo.

Al respecto, es viable que una investigación inicie como descriptiva o exploratoria y posteriormente llegue a ser correlacional y aún explicativa [HERNÁNDEZ ET AL 2006]

La metodología de desarrollo del modelo matemático empleado en la presente tesis es el de análisis-síntesis:

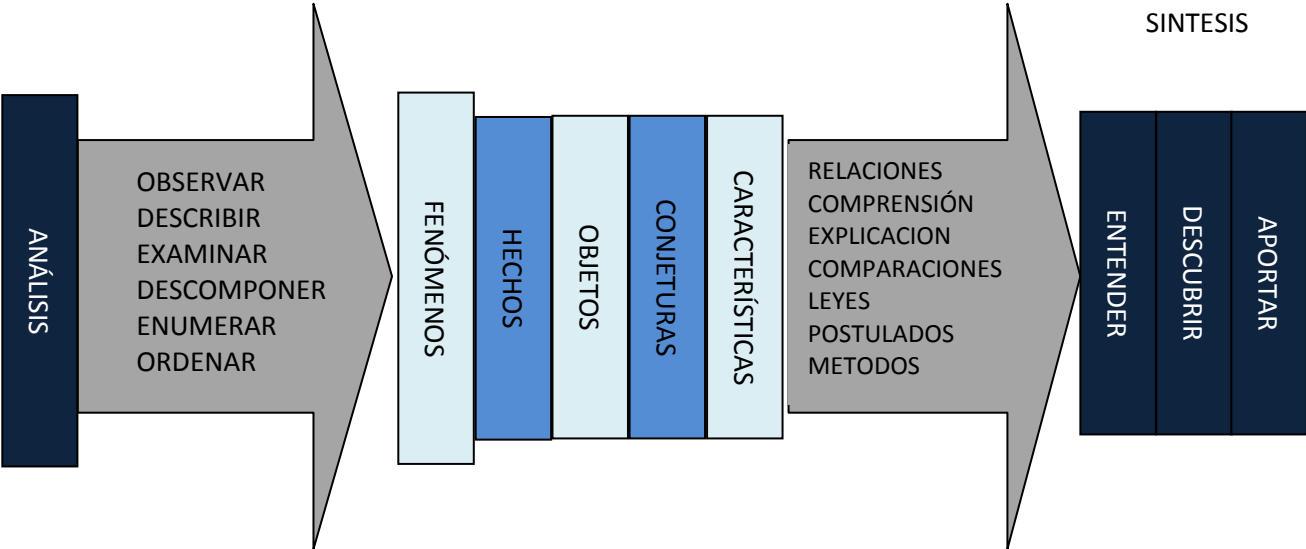


Figura 3- 1: Método de Análisis – Síntesis empleado en el desarrollo del estudio

El procedimiento empleado es un método analítico que consiste en la separación de las partes de un todo para estudiarlas en forma individual (Análisis) y la reunión racional de elementos dispersos para estudiarlos en su totalidad (Síntesis) [MUÑOZ 1998]

a) Fase de Análisis

En esta etapa, se realizó la observación del contexto internacional, para tener el conocimiento del sistema de comercialización empleado, describiendo y examinando las estructuras de mercado, estudiando sus componentes (Generación, transmisión, distribución y comercialización), enumerando casos relevantes y ordenándolos para

su análisis. Asimismo, se observó el contexto del sector eléctrico peruano y su estructura de mercado eléctrico (Generación, transmisión y distribución asociada a la comercialización) y los antecedentes de intentos de separación de las mencionadas actividades, anteriormente integradas verticalmente y las primeras tentativas de introducción de la comercialización.

Mediante la descomposición de actividades del proceso de suministro de electricidad, desde su producción (generación) hasta que llega al usuario final, se observa que en los países en que tienen mercados liberalizados, están identificados como segmentos competitivos, los de generación y comercialización, existiendo consenso en que la transmisión y la distribución son monopolios naturales.

En esta etapa surge la pregunta de si teniendo referencia de que en los países en que se ha implementado la comercialización existen precios competitivos que son más eficientes que los precios regulados, esto podría aplicarse al mercado eléctrico peruano.

Para absolver la pregunta, se hizo necesario profundizar en identificar modelos matemáticos que permitan modelar el mercado eléctrico, simular la situación actual y el escenario de supuesta introducción de la comercialización en el Perú. Se examino a profundidad la formulación realizada por Cristina Loreto Lemus [LEMUS 2006] y Richard Green [GREEN 2003] que realizaron modelos para Chile e Inglaterra y Gales respectivamente.

b) Fase de Síntesis

Luego de entender y descubrir los métodos, relaciones, explicaciones, comparaciones, leyes y postulados de estos modelos, se procedió al diseño de un modelo ad hoc para el caso peruano.

El objetivo de la modelación y significativo aporte del presente trabajo, es el desarrollo de una formulación matemática general, que permite a partir de este enunciado, efectuar el análisis para el caso de duopolios (Ejemplo caso inglés) oligopolios de tres jugadores (Caso chileno) y en nuestro particular caso aplicarlo al

sector eléctrico peruano para $n= 4$ en la formulación matemática general (cuatro jugadores), para evaluar si es ventajoso económicamente para el Perú implantar la comercialización. El modelo aplica para evaluar mercados eléctricos de más participantes (jugadores) conformantes de un oligopolio.

Finalmente, se realiza una revisión de tres casos relevantes de experiencia internacional en comercialización (Inglaterra, España y Colombia) para identificar aspectos organizativos que pudieran aplicarse o mejorarse en un escenario de introducción de la comercialización en el mercado eléctrico peruano y el caso de la crisis de California para ver los errores que motivaron esta dificultad y evitarlos.

3.2. Modelo Propuesto

3.2.1 Introducción

En este capítulo se desarrolla el modelo matemático que posibilita la simulación de los dos escenarios en análisis. En el primer contexto la comercialización está ligada a la distribución y los precios son regulados (lado izquierdo de la fig.3-2). En el segundo escenario, la comercialización es una actividad desligada de la comercialización y los precios son libres (lado derecho fig.3- 2)

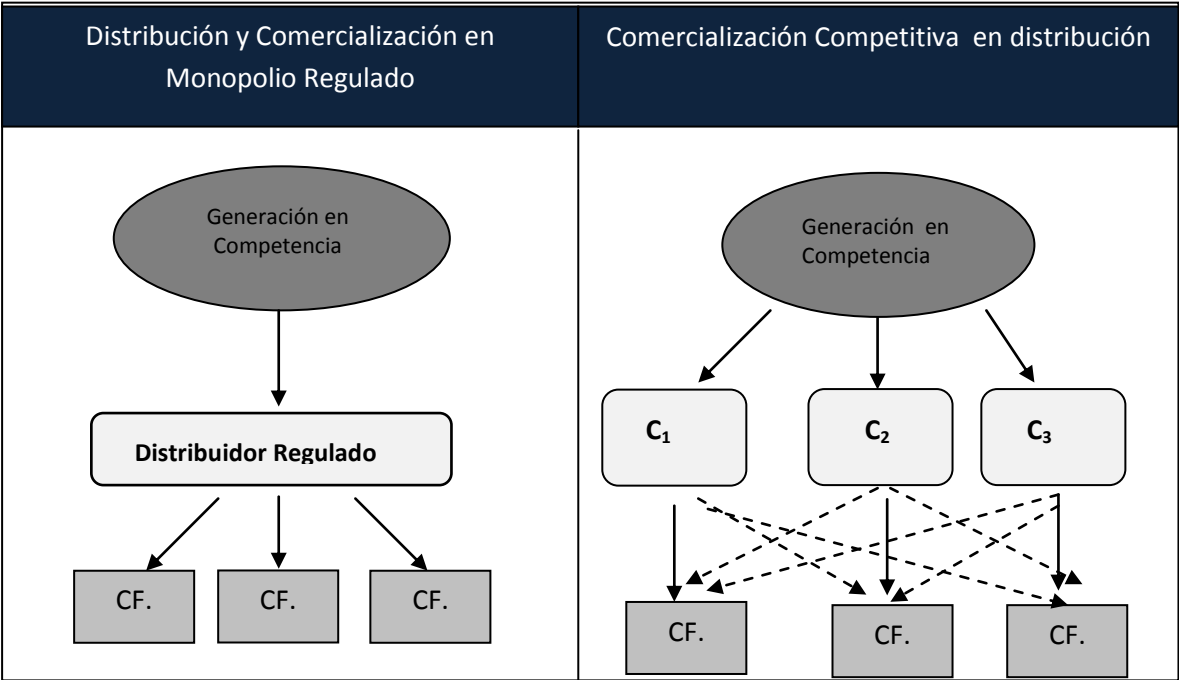


Figura 3- 2: Representación de dos tipos de comercialización minorista [LEMUS 2006]

La Figura 3-2 representa la interacción de los agentes participantes en las negociaciones comerciales de energía en una área demarcada (sin considerar las actividades de transmisión, gestión de la red de distribución, los clientes libres ni el actor coordinador del despacho) en el esquema de distribución monopólica (en que el abastecimiento a usuarios finales es efectuado por un monopolio regulado) y bajo el escenario de comercialización competitiva (en que el abastecimiento a los usuarios finales es llevado a cabo por comercializadores competitivos)[LEMUS 2006].

Las negociaciones entre los participantes en escenario monopólico o en competencia, afectan el precio de la electricidad. Este toma un cierto precio ($\$P$) en razón al intercambio entre generadores competitivos y comercializadores / distribuidores, al cual debe añadirse el pago por derecho de utilización de redes (VAD Físico) y un coste añadido de distribución por servicio comercial (VAD Comercial) para definir el precio al usuario final ($\$P_{final}$), O sea:

$$\$P_{final} = \$P + VAD_{Físico} + VAD_{Comercial}.$$

La Figura 3-3 grafica lo anteriormente señalado

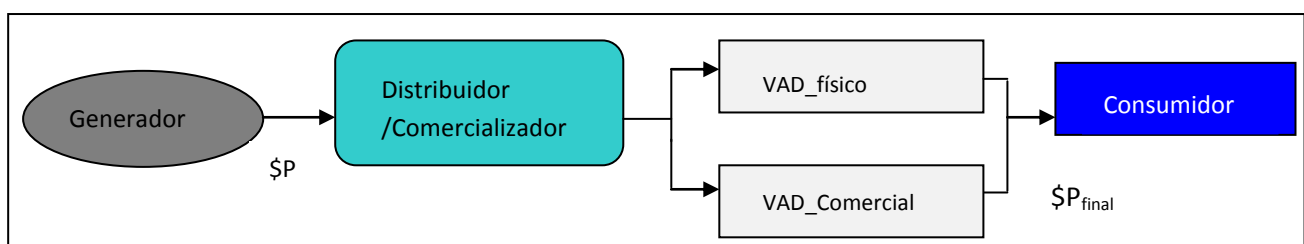


Figura 3- 3: Procesos que participan en la formación del precio de la energía (LEMUS 2006)

Inicialmente se puede especular que la exclusiva diferencia entre el escenario de distribución monopólica regulada y un contexto de comercialización competitiva es el valor que toma el VAD comercial, ya que el VAD físico es autónomo del escenario de distribución que se maneje. Sin embargo, el precio $\$P$ además puede afectarse por la clase de escenario considerado [LEMUS 2006]

3.2.2. Objetivo de la modelación

La modelación matemática tiene como finalidad evaluar el impacto de dos tipos de configuraciones comerciales en la distribución: i) en el régimen actual de monopolio de empresas distribuidoras reguladas y ii) en el supuesto de la presencia de empresas comercializadoras, en el precio de la electricidad, en el lugar de interacción de generadores y distribuidores/comercializadores.

El modelo desarrollado, a diferencia del desarrollado por Green y Lemus, es general y permite analizar el comportamiento de los precios ante la presencia de oligopolios de n participantes. En el presente trabajo, se ha definido $n=4$, dada la configuración particular del mercado peruano, en el segmento de Generación.

3.2.3 Desarrollo del Modelo Matemático

El modelo representa un mercado eléctrico, en que la generación, que es competitiva, efectúa transacciones en dos escenarios: i) con un distribuidor que además realiza la función de comercializador y ii) con un comercializador desligado de la distribución. Posteriormente se evalúan los resultados en forma comparativa.

La modelación desarrollada es una adecuación de un modelo formulado por Green [GREEN 2003], se recogen los conceptos de riesgo de los tratados de Grinold [Grinold1996], para ser empleados en el contexto del mercado peruano. Green [GREEN 2003] desarrolla un modelo del mercado eléctrico de Inglaterra y Gales, contrastando los contextos de monopolio regulado y competencia liberalizada para abastecimiento de clientes. La generación en el caso evaluado por Green, está conformada por dos empresas grandes con plantas térmicas (tecnologías idénticas), en virtud de lo cual, Green [GREEN 2003] modela el parque de generación representándolo por un duopolio de empresas con costos marginales idénticos e invariables. Para adecuar la modelación al caso peruano, se ha ampliado el modelo de duopolio a la intervención de más firmas (oligopolio) con distintos costos marginales, considerando el particular comportamiento de los precios en el mercado eléctrico peruano como producto de su composición hidrotérmica, la que difiere con la firmeza de precios del sistema de Inglaterra y Gales analizado por Green, debido

a su estructura de generación esencialmente térmica. Lo anterior justifica la metodología empleada.

3.2.4. Supuestos básicos

En esta sección se ha tomado los mismos supuestos que los considerados por Cristina Loreto Lemus Manzur, para el estudio del caso chileno [LEMUS 2006]. La razón es que tanto Chile y Perú son sistemas hidrotérmicos de similares características. Se precisa, sin embargo, que se tiene en cuenta las peculiaridades propias del mercado eléctrico peruano, que particularizan el caso en análisis.

a) Supuestos generales.

Se considera que los agentes participantes pueden interactuar en dos tipos de mercados (El mercado regulado y el mercado libre):

a.1) Mercado de Corto Plazo

Es un mercado tipo Spot (Toma en cuenta las fluctuaciones anuales de precios Spot reflejadas en la varianza de los mismos), en el cual se negocia la energía para atender los requerimientos presentes de la demanda. Este mercado representa un lugar donde se negocian volúmenes de energía a un precio único, donde la acción de un ordenador de despacho queda implícita (No es considerado en la modelación). La no inclusión en el modelo del coordinador no tiene importancia porque no interfiere en las libres transacciones comerciales entre vendedores (generadores) y compradores (distribuidores).

a.2) Mercado de Largo Plazo

En este mercado se realizan contratos de venta de energía a futuro (contratos *forward*), sin distinguir entre contratos financieros y físicos; en él se negocian cantidades para atender parte o la totalidad de la demanda futura. En el caso específico del Perú, las distribuidoras tienen que realizar adquisiciones a futuro para

asegurar el suministro a la demanda, siendo obligación de estas tener contratos con empresas generadoras que les permitan atender su demanda, por menos por dos años [LEY 25844].

El modelo comprende exclusivamente las transacciones entre los generadores y distribuidores / comercializadores, por lo que el precio no considera los cargos por VAD Físico y VAD Comercial. La no inserción de estos conceptos se debe a que sólo se busca evaluar la interacción aislada entre los distribuidores / comercializadores y generadores obviando, los otros cargos que inciden en el precio total de la energía. [LEMUS 2006]

Se omite los costes de transmisión, debido a que alcanza a todos los participantes por igual, no incidiendo en la comparación de resultados.

b) Supuestos para segmento de generación

- Se asume que la generación es realizada por un oligopolio conformado por cuatro firmas. Este supuesto es acorde al mercado peruano donde se ha clasificado las empresas generadoras en 4 grupos bien definidos de generación (Estado, ENDESA, DUKE ENERGY Y OTROS). [COMI 2005] tomando como referencia, para fines del análisis, básicamente la composición de la oferta y demanda en el sistema interconectado peruano, particularmente en el segmento de generación, establecida por la comisión MEM-OSINERG, creada por Ley N° 28447⁴, conformada para la promulgación de la Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- Se asume que las firmas no son iguales, lo que se traduce en costos diferentes. Esto es producto de los variados tipos de centrales de generación de cada empresa participante. En nuestro modelo se considera cuatro firmas concordando con la conformación presentada en el libro blanco [COMI 2005]

⁴ Libro Blanco Comisión MEM-OSINERG, pág. 34, Análisis y Diagnóstico del Problema, Empresas Generadoras.

- Los generadores intercambian energía entre sí y venden si el precio no es menor a sus costos marginales, estando en condiciones de comprar energía si ésta se vende en el mercado a un precio menor.
- Concordante con los supuestos de *Cournot*, las empresas compiten por volúmenes de energía que se ofrecen a un precio único.
- Se asume que la potencia instalada existente es holgada para atender la demanda, razón por la cual, no se consideran restricciones de capacidad, asumiendo que generalmente los sistemas se proyectan de manera que la capacidad total supere a la demanda, considerando permanentemente la eventualidad que los generadores realicen entregas entre ellos.
- El mercado mayorista no tiene alteraciones como consecuencia de la liberalización, no se toma en cuenta la posible influencia del poder de mercado derivado de la estructura hidrotérmica del mercado peruano.
- Se supone que la producción de cualquier planta hidráulica, presenta costos marginales de producción nulos, no se considera el valor variable del agua embalsada.

“Según Newbery [NEWBERY1997], *incorporar restricciones de capacidad sólo consigue dificultar la resolución del problema pero no entrega mayor información sobre el comportamiento de los agentes en un juego a la Cournot. Si una firma excede su capacidad en el equilibrio entregado por Cournot, dicha firma producirá a su máxima capacidad, se sale del juego y el resto de la demanda se reparte entre las firmas oligopólicas restantes en un nuevo juego de Cournot*”. [LEMUS 2006]

El fin de los generadores es asegurarse la venta de electricidad, debido a lo cual se asumen aversos al riesgo en distinta medida. Los generadores $i = \{1, 2, 3, 4\}$ atienden una curva de demanda inversa, dada por:

$$p = A - b \cdot \sum_i q_i$$

Donde:
 $i = \{1, 2, 3, 4\}$

c) Supuestos: caso distribución monopólica regulada

c.1) Consideraciones para el segmento de distribución:

- Se asume la presencia de empresas similares que no compiten entre ellas y que tienen concesiones específicas y desarrollan las funciones de distribuir y comercializar la energía al mismo tiempo, atendiendo cada cual similar exigencia de demanda de electricidad de los usuarios. En el Perú las empresas de distribución no son exactamente de igual magnitud, sin embargo asumir lo contrario con empresas equivalentes no altera el objetivo del modelo, pues estas pueden reunirse de manera de formar la proporción verdadera de demanda que tiene cada empresa.[LEMUS 2006]
- Asumir empresas desiguales o semejantes no incide en el prototipo, ya que únicamente se pretende averiguar el comportamiento del sector eléctrico a nivel global.[ÍDEM]
- Los monopolios de distribución deben definir los volúmenes de energía a adquirir en el mercado de corto plazo y/o en el mercado de largo plazo afrontando la inestabilidad característica de los precios de la electricidad. El modelo considera la incidencia de los niveles de aversión al riesgo del comprador en las decisiones de compra en los mercados.[IBIDEM]
- El precio que los distribuidores ofertan a sus usuarios cautivos están regulados y se administran como un promedio de costos de empresas del sector, conocido como Yardstick Competition⁵ [LEMUS 2006]
- El modelo asume nulos los costos distintos al precio de la energía.[ÍDEM]
- No se incluye a un ente organizador y moderador de precios, debido a que el distribuidor / comercializador adquiere la electricidad simplemente del mercado a precios Spot. En el Perú, aunque los distribuidores / comercializadores

⁵ **Yardstick Competition** Compara costos de empresas reguladas similares simulando una competencia.

adquieren la energía a un precio es artificialmente estabilizado, llamado precio en barra, las discrepancias del precio Spot y el precio en barra son reintegradas al término del periodo, por lo que no considerar la estabilización no perturba los beneficios finales.[IBIDEM]

- Los monopolios de distribución, por el hecho de tener concesiones bien demarcadas, atienden una demanda conocida.[LEMUS 2006]
- Se asume la forma actual de distribución monopólica existente, en el que las empresas de distribución / comercialización no están autorizadas a comerciar contratos privados (con desigual situación de abastecimiento y precio) con los usuarios regulados.[ÍDEM]

c.2) Supuestos sobre clientes finales

- Los clientes son regulados, están atados sin elección al monopolio local. Pagan precios regulados.[IBIDEM]

d) Supuestos: caso comercialización competitiva

d.1) Supuestos para el segmento de distribución:

- Se asume la presencia de empresas similares que no tienen ninguna zona concesionada y que pugnan por el abastecimiento eléctrico a los usuarios, sin efectuar la actividad distribución.[LEMUS 2006]
- Los comercializadores deben resolver los volúmenes de energía a adquirir en el mercado de corto plazo y/o en el mercado de largo plazo afrontando la incertidumbre característica a la volatilidad de precios de la electricidad. El prototipo toma en cuenta el nivel de aversión al riesgo del agente comercializador en las adquisiciones en el mercado de plazo largo.[ÍDEM]
- El precio de venta de la electricidad a los consumidores es determinado por el comercializador, considerando que su beneficio se maximice [IBIDEM]

- El modelo asume nulos los costos diferentes al precio de la energía.[LEMUS 2006]
- Los comercializadores afrontan demanda variable, ya que los usuarios pueden elegir soberanamente al proveedor que le brinde menores precios.[ÍDEM]

d.2) Supuestos sobre clientes finales

- Los clientes son libres, pueden elegir a su comercializador y pueden cambiarse de proveedor gratuitamente.[IBIDEM]

3.2.5. Modelo de Equilibrio Clásico de Oligopolio de *Cournot*

En esta sección, se ha tomado como base la formulación realizada por Cristina Loreto Lemus Manzur, en su estudio del caso chileno, adoptando la nomenclatura, para efectuar más adelante una comparación con el modelo propio desarrollado en la presente tesis aplicado para $n=3$ (caso Chile).

En el análisis clásico del Oligopolio de Cournot [TIROLE 1990] [OSBORNE 2004] [CABRAL 2000] los jugadores son las empresas (que conforman un oligopolio) y las probables jugadas son las cantidades posibles que pueden ofrecer. Las empresas establecen sus cantidades (entiéndase capacidades) a producir de modo simultáneo, realizando una suposición (que asumen verdadera) con relación de los volúmenes que ofrecerían sus contendientes para resolver cual es la óptima cantidad a producir [LEMUS 2006].

La sumatoria de las cantidades conseguidas en el equilibrio de *Cournot* ($Q = \sum_i q_i$) posibilita hallar el precio por unidad de producción establecido por una curva inversa de demanda $P(Q)$. [ÍDEM]

El desarrollo de *Cournot* se fundamenta en que cada empresa individual halla la cantidad inmejorable a producir para maximizar sus ganancias. No obstante, para solucionar el problema de maximización es preciso usar la función de demanda

inversa, esto significa que cada empresa debe realizar una hipótesis (conjetura) sobre la cantidad que producirán las empresas competidoras. El problema de maximización de cada empresa queda determinado por [IBIDEM]:

$$P) \quad q_i \cdot P(Q) - C(q_i) \dots \dots \dots (i)$$

Donde:

q_i es la cantidad a generar por la empresa i ,

$C(q_i)$ función de costos de la empresa i ,

$P(Q)$ función inversa de la demanda, constituye el precio unitario y exclusivo al que se ofrece el producto en el mercado, teniendo en consideración que

$$(Q = \sum_i q_i) = q_i + \sum_{i \neq j} q_j$$

El problema puede reformularse como:

$$P) \quad q_i \cdot P(q_i + \sum_{i \neq j} q_j) - C(q_i)$$

Donde el término $\sum_{i \neq j} q_j$ representa el supuesto que realiza la firma i respecto a las cantidades a vender por las firmas competidoras.

Con esta formulación es factible encontrar un sistema de ecuaciones cuya resolución arroja las cantidades óptimas a generar por las empresas, considerando que las firmas asumen que las suposiciones que conciben tienen correspondencia con los montos verdaderos. [LEMUS 2006]

Dicho sistema de ecuaciones se obtiene a partir de la (C.P.O.) condición de primer orden del problema de maximización de la ganancia de cada holding y por medio de

la curva inversa de la demanda es posible calcular el precio unitario y único de los productos [TIROLE 1990][GREEN 2003] [LEMUS 2006]

$$C.P.O.: P(q_i + \sum_{j \neq i} q_j) + q_i \cdot \frac{\partial P(q_i + \sum_{j \neq i} q_j)}{\partial q_i} - \frac{\partial C(q_i)}{\partial q_i} = 0$$

3.2.6. Construcción algebraica del modelo

a) Simbología

El modelo utiliza los siguientes parámetros y variables de Lemus y Green, para facilitar las comparaciones con dichos estudios [LEMUS 2006]:

- **p**: precio de corto plazo del mercado mayorista.
- $Var(p) = \sigma^2$: varianza del precio de comercialización de la electricidad en el mercado de corto plazo (*Spot*).
- **A**: precio tope, determinado por la intersección de la curva inversa de demanda con el eje de las ordenadas.
- **b**: Valor absoluto de la pendiente de la curva inversa de demanda
- **q_i**: Volumen total de energía negociada por la firma generadora **i** ($i = \{1, 2, 3, 4\}$), en los mercados (corto y largo plazo).
- **c_i**: costo marginal invariable de cada firma generadora **i** ($i = \{1, 2, 3, 4\}$), valores no necesariamente equivalentes dada la conformación hidrotérmica del sistema eléctrico peruano, con diferentes tecnologías
- **f**: precio de venta del mercado en el mercado largo plazo.
- **λ**: coeficiente de aversión al riesgo.
- **x_i**: cantidad vendida en el mercado de largo plazo por la firma generadora **i** ($i = \{1, 2, 3, 4\}$)
- **y_i**: cantidad comprada en el mercado de largo plazo, por cada agente distribuidor / comercializador o comercializador según escenario **i** ($i = \{1, 2\}$).
- **n_i**: Cantidad de agentes distribuidores y/o comercializadores presentes, según escenario **i** ($i = \{1, 2\}$).

b) Firms Generadoras

Las firmas generadoras participan en ambos mercados (de corto y largo plazo). En cada contexto comercial, cada firma debe solucionar un problema de maximización de ganancias, efectuando ofertas de electricidad con la información que tiene disponible. [LEMUS 2006]

Las ofertas de energía determinan el precio unitario y exclusivo a negociarse por la electricidad en el mercado spot, para lo cual la modelación utiliza la usual forma de curva inversa de demanda proporcionada por la expresión (3.1) [ÍDEM]

$$p = A - b \sum_i q_i, \quad i = \{1, 2, 3, 4\} \quad (3.1)$$

Al introducir la curva inversa de demanda en la solución del problema de maximización de beneficios que debe solucionar cada firma generadora, se aplica la lógica de la formulación de *Cournot*, donde la cantidad óptima de una firma está supeditada a una suposición sobre lo que decidirán producir el resto de las firmas competidoras. [IBIDEM]

i) Dilema de cada firma generadora en el mercado de corto plazo

Se asume que cada firma generadora oferta un volumen total de energía q_i , que se disgrega en un volumen x_i vendido en el mercado *forward* (a precio f) y en consecuencia, en una cantidad $(q_i - x_i)$ en el mercado de plazo corto (a precio p). Cada firma generadora tiene costos marginales c_i propios a su combinación de tecnologías. El beneficio π_i de cada generador queda establecido como [LEMUS 2006]:

$$\Pi_i = (\text{Ventas} - \text{Costos})$$

$$\Pi_i = p \cdot (q_i - x_i) + f \cdot x_i - c_i \cdot q_i \quad (3.2)$$

Introduciendo la fórmula de la demanda inversa (ecuación 3.1):

$$\Pi_i = \left[A - b \cdot \sum_i q_i \right] \cdot (q_i - x_i) + f \cdot x_i - c_i \cdot q_i \quad (3.3)$$

La constante **A** de la formulación algebraica de la curva inversa de demanda es una variable fortuita, que se conoce por los participantes al instante de principiar las operaciones en el mercado *spot*. Por esta razón, en dicho mercado, **A** se considera constante y en consecuencia, el dilema de cada firma generadora resulta determinado por la siguiente expresión: [ÍDEM]

$$P1) \text{Max } q_i \left[A - b \cdot \sum_i q_i \right] \cdot (q_i - x_i) + f \cdot x_i - c_i \cdot q_i \quad (3.4)$$

Para la maximización de Beneficios, efectuamos:

$$\frac{\partial(\Pi_i)}{\partial(q_i)} = 0$$

El óptimo de ventas está definido por:

$$q_i = \frac{A - C_i + b \cdot x_i - b \sum_{j \neq i} q_j}{2 \cdot b} \quad i = \{1, 2, 3, 4\} \quad (3.5)$$

De la ecuación (3.5), introduciendo la interdependencia en los equilibrios de los mercados *spot* y *forward*, se consigue un equilibrio a *la Cournot* en la que la cantidad óptima que debe ofrecer una empresa se encuentra supeditada a las suposiciones sobre las cantidades que elijen ofertar el resto de firmas competidoras, asumiendo dichas conjeturas como ciertas. A partir de la ecuación (3.5), se obtiene un sistema de cuatro ecuaciones, de cuya resolución se obtiene la siguiente formulación:

$$\begin{aligned}
q_1 &= \frac{A-4C_1+(c_2+c_3+c_4)+4bx_1-b(x_2+x_3+x_4)}{5.b} \\
q_2 &= \frac{A-4C_2+(c_1+c_3+c_4)+4bx_2-b(x_1+x_3+x_4)}{5.b} \\
q_3 &= \frac{A-4C_3+(c_1+c_2+c_4)+4bx_3-b(x_1+x_2+x_4)}{5.b} \\
q_4 &= \frac{A-4C_4+(c_1+c_2+c_3)+4bx_4-b(x_1+x_2+x_3)}{5.b}
\end{aligned}
\tag{3.6}$$

Para hallar la expresión de forma general (n) participantes, a partir de (3.5) se obtiene:

$$\begin{aligned}
2b.q_1-A-C_1+(c_2+c_3+c_4+\dots c_n)+bx_1-b(q_2+q_3+q_4+\dots q_n) &= 0 \\
2b.q_2-A-C_2+(c_1+c_3+c_4+\dots c_n)+bx_2-b(q_1+q_3+q_4+\dots q_n) &= 0 \\
2b.q_3-A-C_3+(c_1+c_2+c_4+\dots c_n)+bx_3-b(q_1+q_2+q_4+\dots q_n) &= 0 \\
2b.q_4-A-C_4+(c_1+c_2+c_3+\dots c_n)+bx_4-b(q_1+q_2+q_3+\dots q_n) &= 0 \\
\cdot & \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \\
\cdot & \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \\
\cdot & \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \\
2b.q_n-A-C_n+(c_1+c_2+c_3+\dots c_{n-1})+bx_n-b(q_1+q_2+q_3+\dots q_{n-1}) &= 0
\end{aligned}
\tag{3.6a}$$

Del desarrollo del sistema de ecuaciones anteriores podemos obtener el valor generalizado para $\sum q_i$

$$\sum_i q_i = \frac{nA - \sum_i c_i + b \sum_i x_i}{b(n+1)}
\tag{3.7}$$

De la ecuación anterior reemplazando el valor de q_i se obtiene la siguiente expresión:

$$q_i = \frac{A - n.c_i + b.n.x_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \sum_{j \neq i} x_j}{(n+1)b}$$

Para el caso de 4 firmas (n=4) se obtiene la siguiente expresión:

$$q_i = \frac{A - 4.c_i + b.4.x_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \sum_{j \neq i} x_j}{5.b} \quad (3.8)$$

Reemplazando la expresión (3.8) en la ecuación de la curva de la demanda inversa definida por la ecuación (3.1), es factible hallar la formulación de p en relación de los volúmenes vendidos en el mercado *forward*, o sea:

$$p = \frac{A + \sum c_i - b \sum x_i}{n+1} \quad (3.9)$$

Para el caso de 4 firmas (n=4) se tiene:

$$p = \frac{A + (c_1 + c_2 + c_3 + c_4) - b(x_1 + x_2 + x_3 + x_4)}{5} \quad (3.10)$$

Definiendo la varianza de p como σ^2 , se deduce que la varianza de A es $25\sigma^2$, ya que:

$$Var(p) = Var \left\{ \frac{A + (c_1 + c_2 + c_3 + c_4) - b(x_1 + x_2 + x_3 + x_4)}{(n+1)} \right\} \quad (3.11)$$

Reemplazando:

$$\sigma^2 = \text{Var} \left\{ \frac{A}{5} \right\} + \text{Var} \left\{ \frac{(c_1 + c_2 + c_3 + c_4) - b(x_1 + x_2 + x_3 + x_4)}{5} \right\}$$

$$\sigma^2 = \text{Var} \left\{ \frac{A}{(n+1)} \right\} + \text{Var} \left\{ \frac{(c_1 + c_2 + c_3 + c_4) - b(x_1 + x_2 + x_3 + x_4)}{(n+1)} \right\} \quad (3.12)$$

Propiedades de la Varianza:

$$f_{(x)} = ax + b$$

$$\text{Var}_{(f(x))} = \text{Var}(ax + b)$$

$$\text{Var}_{(f(x))} = a^2 \text{var}(x)$$

Reemplazando:

$$\sigma^2 = \frac{1}{(n+1)^2} \text{Var}(A)$$

$$\text{Var}(A) = (n+1)^2 \sigma^2$$

Luego reemplazando el valor de n=4

$$\text{Var}(A) = 25\sigma^2 \quad (3.13)$$

ii) Objetivo de las firmas generadoras en el mercado de largo plazo (*f*)

El dilema que cada firma generadora afronta en el mercado *forward* (*f*) es, básicamente semejante al que afronta en el mercado *spot*, con la diferencia que el valor de **A** no se conoce al efectuarse las transacciones a futuro. En el mercado *forward* no es viable conocer con certidumbre cuál será el precio tope en el futuro ni cuál será el punto referencial precio/demanda adecuado para valorar la situación del

mercado, entonces el parámetro A se convierte en un parámetro aleatorio en el mercado *forward*. [LEMUS 2006].

Por lo explicado, en el largo plazo, A se define como un parámetro aleatorio y por las ecuaciones (3.1) y (3.10), el precio p (del mercado de corto plazo o *Spot*) igualmente se vuelve aleatorio. Por eso, es coherente definir p^e , como el valor esperado de p . [ÍDEM]

Las firmas generadoras, tienen como objetivo la maximización del beneficio esperado Π_i^e en el mercado de largo plazo para $i = \{1, 2, 3, 4\}$.

Estableciendo el beneficio esperado del generador por:

$$\Pi_i^e = E \{ p \cdot (q_i - x_i) + f \cdot x_i - c_i \cdot q_i \} \quad (3.14)$$

$$\Pi_i^e = E \{ q_i \cdot (p - c_i) + x_i \cdot (f - p) \} \quad (3.15)$$

Definición de la Varianza y propiedad de la Esperanza (E):

$$Var(x) = E(x^2) - [E(x)]^2$$

$$E(x) = x^e$$

Y luego de los reemplazos correspondientes en la expresión (4.15) de p y de q_i y aplicando la definición de la Varianza, de modo general se obtiene que:

$$\Pi_i^e = x_i(f - p^e) + \frac{1}{(n+1)^2 b} \left[A^e - nc_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \cdot \sum_i x_i \right] \cdot \left[A^e - nc_i + \sum_{j \neq i} c_j + b \cdot n \cdot x_i - b \sum_{j \neq i} x_j \right] + \frac{\sigma^2}{b} \quad (3.16)$$

Para el caso de 4 firmas ($n=4$) se tiene:

$$\Pi_i^e = x_i(f - p^e) + \frac{1}{25b} \left[A^e - 4c_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \sum_i x_i \right] * \left[A^e - 4c_i + \sum_{j \neq i} c_j + 4 \cdot b \cdot x_i - b \sum_{j \neq i} x_j \right] + \frac{\sigma^2}{b} \quad (3.17)$$

De esta manera, el objetivo que persigue la empresa generadora en el mercado *forward* se define por:

$$P2) \text{Max}(\Pi_1^e)$$

La utilidad esperada obedece únicamente a la cantidad de contratos futuros (*forward*) x_i .

En consecuencia, la cantidad que la empresa generadora debe contratar a futuro para maximizar su beneficio esperado (dado por C.P.O.: $\frac{\partial \Pi_1^e}{\partial x_i} = 0$) para $n=4$ es:

$$X_i = \frac{Ae - 4c_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \sum_{j \neq i} x_j + \frac{25}{3}(f - p^e)}{\frac{1}{3} \left[8b - 25 \frac{\partial(f - p^e)}{\partial x_i} \right]} \quad (3.18)$$

De forma general:

$$X_i = \frac{\left[A^e - nc_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \sum_{j \neq i} x_j \right] + \frac{(n+1)^2}{(n-1)} \cdot (f - p^e)}{\left[\frac{1}{(n-1)} \right] \left[2 \cdot n \cdot b - (n+1)^2 \cdot \frac{\partial(f - p^e)}{\partial x_i} \right]} \quad (3.19)$$

En las ecuaciones (3.18) y (3.19) se aprecia que la cantidad conveniente de contratos *forward* de una firma generadora está supeditada a las decisiones que tomen las otras firmas generadoras competidoras referente a sus futuros contratos.

c) Escenario 1: Distribución y Comercialización en monopolio regulado.

El Distribuidor / Comercializador, para atender la demanda, elige adquirir electricidad en el mercado *spot*, en el mercado *forward* o en los dos. En este escenario los clientes son regulados [LEMUS 2006].

La energía a precio regulado s se vende a los usuarios. La ecuación (3.20) establece s como el coste ponderado promedio de las adquisiciones en el mercado de *spot* (con relevancia a) y de las adquisiciones en el mercado *forward* (con relevancia $1-a$) efectuadas por la empresa distribuidora / comercializadora eficiente. Otros costos se suponen nulos. [IDEM]

$$s = a.p + (1-a)f \quad (3.20)$$

En esta modelación se emplea *Yardstick Competition*.

Teniendo en cuenta que el agente debe adjudicar un volumen total V de electricidad acordada (y_1 en el mercado *forward* y $V - y_1$ para la demanda actual) y con la ecuación (3.21), se puede calcular el beneficio esperado de cada comercializador / distribuidor regulado monopólico, cmr , (con $i = \{1 \dots n_i\}$) por la expresión:

$$\Pi_{cmr_i}^e = s.V - (V - y_1).p - y_1.f \quad (3.21)$$

Reordenando la ecuación (3.21):

$$\Pi_{cmr_i}^e = (p - f).[y_1 - V(1-a)] \quad (3.22)$$

Cuya varianza:

$$\begin{aligned} Var(\Pi_{cmr_i}^e) &= Var\{(p - f).[y_1 - V(1-a)]\} \\ &= [y_1 - V(1-a)]^2 Var(p) \\ &= [y_1 - V(1-a)]^2 \sigma^2 \end{aligned} \quad (3.23)$$

El distribuidor/ comercializador debe realizar la selección de la cesta de energía, conformada por compras en el presente y/o en el futuro para atender la demanda. Esta decisión está relacionada con el nivel del riesgo (λ) que esté dispuesto a asumir [IBIDEM]

De esta manera, el dilema que requiere resolver el distribuidor / comercializador es la maximización de su utilidad, teniendo en cuenta el riesgo que esté dispuesto a correr. Grinold [Grinold96] establece una expresión para determinar la maximización de la utilidad (felicidad) relacionando el beneficio y la aversión al riesgo [LEMUS 2006]:

$$P)Max\left\{E(\Pi)-\frac{\lambda}{2}.Var[E(\Pi)]\right\} \quad (3.24)$$

Aplicando la formulación proporcionada por Grinold [GRINOLD 1996], el problema del comercializador/distribuidor sujeto a regulación se define por:

$$P3)Max\left\{E(\Pi_{cr,i}^e)-\frac{\lambda}{2}.Var[E(\Pi_{cr,i}^e)]\right\} \quad (3.25)$$

$$P3)Max_{y_1}(p^e - f)\left[y_1 - V.(1-a) - \frac{\lambda}{2}.\sigma^2\right].\left[y_1 - V.(1-a)\right]^2 \quad (3.26)$$

Resolviendo el problema P3) se halla que la cantidad conveniente de contratos futuros del comercializador/distribuidor sujeto a regulación es:

$$y_1 = \frac{p^e - f}{\lambda\sigma^2} + (1-a).V \quad (3.27)$$

Asumiendo que los contratos de largo plazo se pactan entre los agentes, los **n1** distribuidores/ comercializadores de los **n1** monopolios específicos y los **i** generadores participantes ($i = \{1, 2, 3, 4\}$) se establece que:

$$n_1.y_1 = \sum_i X_i \quad (3.28)$$

$$n_1.\left[\frac{p^e - f}{\lambda\sigma^2} + (1-a).V\right] = \sum_i X_i \quad (3.29)$$

Dado (3.29) es viable hallar la correspondencia entre (p^e) precio esperado del mercado *spot* y el precio *forward* (**f**):

$$f - p^e = (1-a)V\lambda\sigma^2 - \left(\sum_i X_i\right) \cdot \frac{\lambda\sigma^2}{n_1} \quad (3.30)$$

Y la formulación matemática de su correspondiente derivada:

$$\frac{\partial(f - p^e)}{\partial x_i} = - \frac{\lambda\sigma^2}{n_1} \quad (3.31)$$

Reemplazando en la ecuación 3.18 para $n = 4$:

$$X_i = \frac{Ae - 4c_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \sum_{j \neq i} x_j + \frac{25}{3} \left[(1-a)V\lambda\sigma^2 - \left(\sum_i X_i\right) \cdot \frac{\lambda\sigma^2}{n_1} \right]}{\frac{1}{3} \left[8b + 25 \frac{\lambda\sigma^2}{n_1} \right]} \quad (3.32)$$

Para el caso general:

$$X_i = \frac{Ae - nc_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \sum_{j \neq i} x_j + \frac{(n+1)^2}{(n-1)} \left[(1-a)V\lambda\sigma^2 - \frac{\lambda\sigma^2}{n_1} \left(\sum_i X_i\right) \right]}{\left[\frac{1}{n-1} \right] \left[2nb + (n+1)^2 \frac{\lambda\sigma^2}{n_1} \right]} \quad (3.33)$$

El valor de a puede calcularse de modo endógeno: teniendo en cuenta que en el mercado *de largo plazo* únicamente interactúan generadores y distribuidores y en el hipotético escenario de n_1 empresas distribuidoras similares, la totalidad de ventas de las firmas generadoras en el mercado *forward* se destina a satisfacer las necesidades de adquisiciones en el mercado *forward* de los distribuidores, verificándose que [LEMUS 2006]:

$$\sum_i X_i = n_1(1-a)V \quad (3.34)$$

Y por tanto:

$$a = 1 - \frac{\sum_i X_i}{n_1 \cdot V} \quad (3.35)$$

La expresión anterior demuestra que en un mercado de monopolio reglamentado en distribución no hay sorpresa entre el precio p esperado y el precio *forward* f , pues queda establecido por ecuación (3.29) que $p^e - f = 0$ o sea $p^e = f$. [ÍDEM]

Teniendo en consideración el valor del parámetro en la formulación (3.32), los volúmenes de energía negociada en contratos *forward* queda determinado por:

$$X_i = \frac{Ae - 4c_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \sum_{j \neq i} x_j}{\frac{1}{3} \left[8b + 25 \frac{\lambda \sigma^2}{n_1} \right]}, \quad i = \{1, 2, 3, 4\}. \quad (3.36)$$

Haciendo:

$$\theta = \frac{1}{3} \left[8b + 25 \frac{\lambda \sigma^2}{n_1} \right], \text{ se facilita la formulación matemática al solucionar el sistema}$$

de cuatro ecuaciones para x_1, x_2, x_3 y x_4 , dado por la expresión (3.32). Resolviendo el sistema se obtiene (3.40). De modo general:

$$X_i = \frac{Ae - nc_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \sum_{j \neq i} x_j}{\frac{2nb + (n+1)^2 \cdot \frac{\lambda \sigma^2}{n_1}}{(n-1)}} \quad (3.37)$$

Haciendo:

$$\frac{2.n.b + (n+1)^2 \cdot \frac{\lambda \sigma^2}{n_1}}{(n-1)} = \theta$$

Planteando un sistema de ecuaciones a partir de la expresión (3.37):

$$\begin{aligned}
 x1.\theta &= A^e - nc1 + (c2 + c3 + c4 + \dots cn) - b(x2 + x3 + x4 + \dots xn) \\
 x2.\theta &= A^e - nc2 + (c1 + c3 + c4 + \dots cn) - b(x1 + x3 + x4 + \dots xn) \\
 x3.\theta &= A^e - nc3 + (c1 + c2 + c4 + \dots cn) - b(x1 + x2 + x4 + \dots xn) \\
 x4.\theta &= A^e - nc4 + (c1 + c2 + c3 + \dots cn) - b(x1 + x2 + x3 + \dots xn)
 \end{aligned} \tag{3.38}$$

Resolviendo el sistema se obtiene el valor de x_i :

$$x_i = \frac{\left[A^e - nci + \sum_{j \neq i} c_j \right] [\theta] - \left\{ [n - (n-1)] A^e + [n(n-1) - 1] ci - [(n-1) + 1] \sum_{j \neq i} c_j \right\} b}{[\theta - b][\theta + (n-1).b]} \tag{3.39}$$

O en forma desarrollada:

$$X_i = \frac{(n-1) \left[A^e - nc_i + \sum_{j \neq i} c_j \right] \left[\left[2nb + (n+1)^2 \frac{\lambda \sigma^2}{n_1} \right] - \left\{ [n(n-1)^2 - (n-1)^3] A^e + [n(n-1)^3 - (n-1)^2] c_i - [(n-1)^2 + (n-1)^3] \sum_{j \neq i} c_j \right\} b \right]}{\left[2nb + (n+1)^2 \frac{\lambda \sigma^2}{n_1} + (n-1)^2 b \right] \left[\left[2nb + (n+1)^2 \frac{\lambda \sigma^2}{n_1} - (n-1)b \right] \right]} \tag{3.39a}$$

Para el caso de 4 firmas ($n=4$) se tiene:

$$xi = \frac{(A^e - 4c_i + \sum_{j \neq i} c_j).\theta - \left[A^e + 11c_i - 4 \sum_{j \neq i} c_j \right].b}{(\theta - b)(\theta + 3b)} \tag{3.40}$$

Cabe señalar que no es obligación que el valor de x_i en que $i = \{1, 2, 3, 4\}$ sean necesariamente positivos. Si x_i resulta con valores negativos, quiere decir que al empresario generador i le favorece adquirir energía, debido a que sus costos marginales están más altos en comparación a sus competidores [LEMUS 2006].

Finalmente, para ver una tendencia de los precios promedios se considera un precio medio ponderado entre los mercados de largo plazo y de corto plazo

i) Promedio de precios de mercado de largo y corto plazo:

A partir de los resultados conseguidos, se puede hallar un sólo precio que muestre la tendencia en los mercados de largo y corto plazo, para así comparar entre éste y el subsiguiente escenario de análisis. Es preciso efectuar un promedio entre los precios de los dos mercados para conseguir el indicado precio [IDEM]

El precio *spot*: p , incide en todas las negociaciones de energía, lo que implica que la totalidad de energía negociada es la sumatoria de los valores absolutos de los volúmenes negociados. El volumen negociado por la firma generadora i en el mercado *spot* es $(q_i - x_i)$, por esta razón el volumen total negociado a importe p en el mercado *spot* es $K = \sum_i (q_i - x_i)$ (Teniendo en cuenta que los valores negativos son negociaciones entre agentes generadores, efectuadas a precio *spot* p). [IBIDEM]

El precio de mercado *forward*: f (exclusivo precio del mercado de plazo largo) incide en todas las negociaciones de energía, lo que implica que la totalidad de energía negociada es la sumatoria de los valores absolutos de los volúmenes negociados. El volumen negociado por el agente generador i en el mercado futuro *forward* es x_i , por esta razón el volumen total negociado a precio f en este mercado es $X = \sum_i X_i$,

(Teniendo en cuenta que los valores negativos son negociaciones de compra de un agente generador que considera que le favorece adquirir energía en el futuro a precio f , evaluando sus costos marginales).

De esta manera, es viable obtener un promedio global ponderado de precios de acuerdo a los volúmenes negociados en los mercados de *spot* y *forward*.

Precio promedio ponderado global: $p \cdot \frac{K}{K + X} + f \cdot \frac{X}{K + X}$ [LEMUS 2006]

d) Escenario 2: Comercialización competitiva en distribución.

En este contexto participan n_2 agentes compitiendo entre sí por la provisión de energía a los usuarios. En este escenario los usuarios son clientes libres, pudiendo elegir a su suministrador de energía (se considera gratuito el *cambio de proveedor*), con un precio de energía pactado entre las partes. [ÍDEM]

El comercializador afronta un mercado potencial de usuarios que requieren un volumen total V de energía. El comercializador logra ofertar a un precio r y en este contexto existe la opción de elección para los usuarios, quienes pueden optar por un nuevo proveedor a una razón h que simboliza la diferencia entre el precio r y el precio de mercado de corto plazo p , siendo r la oferta del nuevo comercializador. En el supuesto que el comercializador consiguiera ofertar un precio menor al precio spot p , lograría vender a todo los usuarios del comercializador regulado monopolístico. Los costos que realizan los usuarios para optar por otro proveedor no se han considerado en el modelo. Como en el escenario de comercialización monopolística regulada, los costos de transporte no son tomados en consideración, ya que no influyen en la comparación de un caso referente al otro. [IBIDEM]

La curva de demanda que afronta un comercializador individual se especifica como:

$$q = \begin{cases} V - h(r - p) & \text{Si: } r \geq p \\ V & \text{Si: } r < p \end{cases} \quad (3.41)$$

Los comercializadores pueden constituir canastas de energía para proveer a sus consumidores, de diferentes maneras dependiendo del nivel de riesgo que puedan asumir. Cada comercializador trata de maximizar sus beneficios previstos considerando su correspondencia con el riesgo asumido, lo que se traslada a la maximización de la ganancia esperada. [LEMUS 2006]

Considerando la curva de demanda dada por (3.41) y el volumen que consideran negociar a futuro es y_2 adquirida a precio f para ser negociada a precio competitivo p , se tiene que [ÍDEM]:

$$\Pi_{cc_i} = [V - h \cdot (r - p)] \cdot (r_i - p) + y_2 \cdot (p - f) \quad (3.42)$$

El valor de r_i , es fijado por cada comercializador y su importe racional es aquél que maximiza sus beneficios esperados privados. El precio que maximiza el beneficio, se expresa por: [IBIDEM]:

$$\frac{\partial(\Pi_{cc_i})}{\partial(r_i)} = 0$$

$$r_{i-\max} = p + \frac{V}{2h} \quad (3.43)$$

El r_i máximo no depende del agente, pues intervienen únicamente parámetros generales.

Aplicando el valor de $r_{i\max}$ para conseguir el beneficio deseado, se obtiene que:

$$\Pi_{cc_i}^e = \frac{V^2}{4 \cdot h} - y_2 \cdot (f - p^e) \quad (3.44)$$

Expresión que posibilita especificar la varianza del beneficio, que será utilizable en la maximización de la ganancia.

$$\begin{aligned} Var(\Pi_{cc_i}^e) &= Var \left\{ \frac{V^2}{4 \cdot h} - y_2 \cdot (f - p^e) \right\} \\ &= Var \{ y_2 \cdot p^e \} \\ &= y_2 \cdot \sigma^2 \end{aligned} \quad (3.45)$$

Utilizando la expresión (3.24), para la expresión de utilidad precisada por Grinold [GRINOLD 1996], el dilema del comercializador competitivo se expresa:

$$\Pi_{cc_i}^e = \frac{V^2}{4 \cdot h} - y_2 \cdot (f - p^e) \quad (3.46)$$

P4) Max U^e

$$P4) \quad \text{Max} \left\{ \Pi_{cc_i}^e - \frac{\lambda}{2} \cdot \text{Var}(\Pi_{cc_i}^e) \right\} \quad (3.47)$$

Reemplazando las expresiones (3.44) y (3.45):

$$P4) \quad \text{Max} \left\{ \frac{V^2}{4 \cdot h} - y_2 \cdot (f - p^e) - \frac{\lambda}{2} \cdot y_2^2 \cdot \sigma^2 \right\} \quad (3.48)$$

Así, el volumen de energía pactada a futuro por el comercializador competitivo está dada por (3.49), que permite inferir que al comercializador competitivo únicamente le interesa adquirir en el mercado *forward* en caso $p^e > f$. [LEMUS 2006]

$$y_2 = \frac{p^e - f}{\lambda \cdot \sigma^2} \quad (3.49)$$

Tal como en el primer caso, se supuso que la totalidad de contratos de largo plazo se pactan entre los agentes n_2 comercializadores y las i empresas generadoras, por tanto:

$$n_2 \cdot y_2 = \sum_i x_i \quad (3.50)$$

$$n_2 \cdot \frac{p^e - f}{\lambda \cdot \sigma^2} = \sum_i x_i \quad (3.51)$$

De esta forma, se halla la correspondencia del precio *spot* (p^e) y el precio *forward* de mercado de largo plazo (f).

$$(f - p^e) = \frac{-\left(\sum_i x_i\right) \cdot \lambda \cdot \sigma^2}{n_2} \quad (3.52)$$

Derivando la expresión anterior se tiene:

$$\frac{\partial(f - p^e)}{\partial x_i} = - \frac{\lambda \cdot \sigma^2}{n_2} \quad (3.53)$$

Reemplazando las dos expresiones anteriores (3.52 y 3.53) en la ecuación de los contratos a futuros de la empresa de generación i definida por la expresión (3.18), se tiene:

$$x_i = \frac{(n-1) \left[A^e - n c_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \sum_{j \neq i} x_j \right] - \frac{(n+1)^2}{(n-1)} \cdot \frac{\left(\sum_i x_i \right) \cdot \lambda \cdot \sigma^2}{n_2}}{2 \cdot n \cdot b + (n+1)^2 \cdot \frac{\lambda \cdot \sigma^2}{n_2}} \quad (3.54)$$

Reordenando términos se tiene:

$$x_i = \frac{\left[A^e - n c_i + \sum_{j \neq i} c_j \right] - \left[\frac{(n-1)b + (n+1)^2 \cdot \frac{\lambda \cdot \sigma^2}{n_2}}{(n-1)} \right] \cdot \sum_{j \neq i} x_j}{\frac{2 \cdot n \cdot b + 2(n+1)^2 \cdot \frac{\lambda \cdot \sigma^2}{n_2}}{(n-1)}} \quad (3.54.a)$$

Haciendo:

$$\beta = \frac{(n-1)b + (n+1)^2 \cdot \frac{\lambda \cdot \sigma^2}{n_2}}{(n-1)}$$

$$\gamma = \frac{2 \cdot n \cdot b + 2(n+1)^2 \cdot \frac{\lambda \cdot \sigma^2}{n_2}}{(n-1)}$$

Reordenado términos:

$$x_i = \frac{\left[A^e - nc_i + \sum_{j \neq i} c_j \right] - \beta \cdot \sum_{j \neq i} x_j}{\gamma} \quad (3.55)$$

Planteando un sistema de ecuaciones a partir de la expresión (3.55):

$$\begin{aligned} x_1 \gamma &= A^e - nc_1 + (c_2 + c_3 + c_4 + \dots cn) - \beta(x_2 + x_3 + x_4 + \dots xn) \\ x_2 \gamma &= A^e - nc_2 + (c_1 + c_3 + c_4 + \dots cn) - \beta(x_1 + x_3 + x_4 + \dots xn) \\ x_3 \gamma &= A^e - nc_3 + (c_1 + c_2 + c_4 + \dots cn) - \beta(x_1 + x_2 + x_4 + \dots xn) \\ x_4 \gamma &= A^e - nc_4 + (c_1 + c_2 + c_3 + \dots cn) - \beta(x_1 + x_2 + x_3 + \dots xn) \\ &\cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\ &\cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\ &\cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\ x_n \gamma &= A^e - nc_n + (c_1 + c_2 + c_3 + \dots c_{(n-1)}) - \beta(x_1 + x_2 + x_3 + \dots x_{(n-1)}) \end{aligned} \quad (3.56)$$

Resolviendo el sistema se obtiene el valor de x_i :

$$x_i = \frac{\left[A^e - nc_i + \sum_{j \neq i} c_j \right] \gamma - \left[A^e + (n^2 - n - 1)c_i - (n) \sum_{j \neq i} c_j \right] \cdot \beta}{[\gamma - \beta][\gamma + (n - 1)\beta]} \quad (3.57)$$

O en forma desarrollada:

$$x_i = \frac{(n-1) \left[A^e - nc_i + \sum_{j \neq i} c_j \right] \left[2nb + 2(n+1)^2 \frac{\lambda \sigma^2}{n_2} \right] - (n-1) \left[A^e + (n^2 - n - 1)c_i - n \sum_{j \neq i} c_j \right] \left[(n-1)b + (n+1)^2 \frac{\lambda \sigma^2}{n_2} \right]}{\left[2nb + (n-1)^2 b + (n+1)^3 \frac{\lambda \sigma^2}{n_2} \right] \left[2nb - (n-1)b + (n+1)^2 \frac{\lambda \sigma^2}{n_2} \right]} \quad (3.57a)$$

Para el caso de 4 firmas (n=4) se tiene:

$$x_i = \frac{\left[A^e - 4c_i + \sum_{j \neq i} c_j \right] \gamma - \left[A^e + 11c_i - 4 \sum_{j \neq i} c_j \right] \cdot \beta}{[\gamma - \beta][\gamma + 3\beta]} \quad (3.58)$$

Donde:

$$\beta = \frac{3b + 25 \cdot \frac{\lambda \cdot \sigma^2}{n_2}}{3}$$

$$\gamma = \frac{8 \cdot b + 50 \cdot \frac{\lambda \cdot \sigma^2}{n_2}}{3}$$

$$x_i = \frac{\left[A^e - 4c_i + \sum_{j \neq i} c_j \right] \left[\frac{8b}{3} + \frac{50}{3} \cdot \frac{\lambda \cdot \sigma^2}{n_2} \right] - \left[A^e + 11c_i - 4 \sum_{j \neq i} c_j \right] \cdot \left[b + \frac{25}{3} \cdot \frac{\lambda \cdot \sigma^2}{n_2} \right]}{\left[\frac{5b}{3} + \frac{25}{3} \cdot \frac{\lambda \cdot \sigma^2}{n_2} \right] \left[\frac{17b}{3} + \frac{125}{3} \cdot \frac{\lambda \cdot \sigma^2}{n_2} \right]} \quad (3.59)$$

Para conocer un estimado del comportamiento del precio de la energía, como en el anterior caso, es imperioso definir un precio ponderado promedio entre el mercado de largo plazo y el mercado de corto plazo [LEMUS 2006]

i) Promedio de precios de mercado de corto y de mercado de largo plazo:

Aplicando las mismas nociones del primer caso, se consigue un precio ponderado promedio, que exprese el comportamiento de precios de mercado de largo y corto plazo, y así poder comparar los casos de análisis. Para conseguir el citado precio es preciso efectuar una ponderación entre los precios de los dos mercados indicados:

$$\text{Precio promedio ponderado global: } p \cdot \frac{K}{K + X} + f \cdot \frac{X}{K + X}$$

En el que:

$K = \sum_i (q_i - x_i)$: Cantidad absoluta total negociada a precio p en mercado de corto plazo.

$X = \sum_i X_i$: Cantidad absoluta total negociada a precio f en el mercado de largo plazo.

3.3. Estimación de parámetros particulares para Perú

3.3.1. Definición de número de agentes participantes

a) Firmas Generadoras consideradas en el modelo:

La modelación toma en consideración un parque de empresas de generación integrado por i empresas generadoras con $i = \{1, 2, 3, 4\}$. La elección de cuatro generadores permite la aplicación del modelo al SEIN Peruano, en que destacan cuatro grandes grupos de empresas generadoras que en cubren el 100% de la parque generador en el SEIN según datos de COES-SINAC y que representaron el 100% de la producción bruta del sistema del año 2009 (Tabla 3-1).

Tabla 3- 1: Empresas Generadoras al 2009

EMPRESA GENERADORA	POTENCIA EFECTIVA		PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	
	MW	%	Gwh	%
Estado (/1)	1536,96	25,41	9506,84	31,89
ENDESA (/2)	1753,09	28,99	8382,09	28,12
DUKE ENERGY(/3)	489,53	8,09	2208,72	7,41
OTROS (4/)	2267,92	37,50	9709,61	32,57
TOTAL SEIN	6047,49	100	29807,26	100

(/1)Electroperú, Egasa, San Gabán, Egemsa y Egesur

(/2)Edegel, Eepsa y Etevensa (Etevensa se fusionó con EDEGEL el 19 de junio de 2006)

(/3)Egenor

(/4)Enersur, ElectroAndes, Termoselva, Shougesa, Cahua SNP, Corona, Kallpa Generación, Santa Cruz, SDF Energía, Chinango, GEPSA y CELEPSA

Fuente: COES, elaboración propia

Definiéndose:

- Generador ($i = 1$): Estado

- Generador (i = 2): ENDESA
- Generador (i = 3): DUKE ENERGY
- Generador (i = 4): Otros

Cabe señalar que para fines de la modelación, se asume la conformación de un oligopolio de 4 empresas o consorcios de generación. En el caso del Estado, las empresas integradas son Electroperú S.A., Egasa, San Gabán, Egemsa y Egesur representan el 25.41% de la potencia instalada y el 31.89% de la energía producida en el período 2009.

En el consorcio de Endesa, están agrupadas las siguientes empresas: Edegel, y Eepsa, considerando que Etevensa se fusionó con Edegel el 19 de Junio de 2006, que aportan el 29% de la potencia instalada y el 28% de la producción del SEIN. El tercer participante está conformado por el consorcio Duke Energy, que comprende a la empresa Egenor, con una participación de 8% de potencia instalada y 7.42% de energía producida. Finalmente, el cuarto actor se asume conformado por las empresas restantes: Enersur, ElectroAndes, Termoselva, Shougesa, Cahua CNP, Corona, Kallpa Generación, Santa Cruz, SDF Energía, Chinango, GEPESA y CELEPSA, que aportan el 37.5% de la potencia instalada y alrededor del 33% de la energía producida en el SEIN.

b) Empresas de Distribución consideradas

En la región urbana de Perú (SEIN) a fines del año 2008 actúan 10 distribuidores / comercializadores que se muestran en la Tabla 3-9 (Ver Anexo 2). Estos venden alrededor del 97% del total vendido por las empresas distribuidoras a nivel nacional. (Ver tabla 3.11 Anexo 2)

En el modelo se han considerado los monopolios de distribución asociados al SEIN, en particular los más significativos. Lo anterior define $n_1=10$ (Tabla 3-9 Anexo 2).

Los distribuidores / comercializadores asociados al SEIN vendieron 15 316,79 GWh (Tabla 3-9 Anexo 2) durante el año 2008, que implica que bajo ese escenario las distribuidoras tengan una capacidad de 1,74849 GW para suministrar a la demanda.

Asumiendo que $n_1=10$, resulta que el parámetro V (capacidad que necesita contratar una distribuidora para atender la demanda de su concesión) resulta igual a 0,174849 GW.

De lo revisado en la experiencia internacional, es coherente suponer que al abrir el mercado al comercializador a nivel de distribución, inicialmente estarán las empresas instauradas (monopolios antiguos) las que continuarán en la actividad (en un primer momento) y habrá competencia entre ellos, por lo que $n_2=n_1=10$. [LEMUS 2006]

3.3.2. Estimación de b

La modelación considera la relación lineal entre demanda y precio, expresada por la curva inversa de demanda dada por $p = A - b * Q_t$ (ver Figura 3-4), donde las variables p y Q_t representan el precio unitario de energía y la capacidad total demandada ($Q_t = \sum_i q_i$) correspondientemente. En tanto los parámetros, A y b corresponden a la intersección de la curva de demanda y a la pendiente inversa aditiva de la curva, cuyos valores se hallan con la información específica del mercado en análisis para la consideración en el modelo. [IDEM]

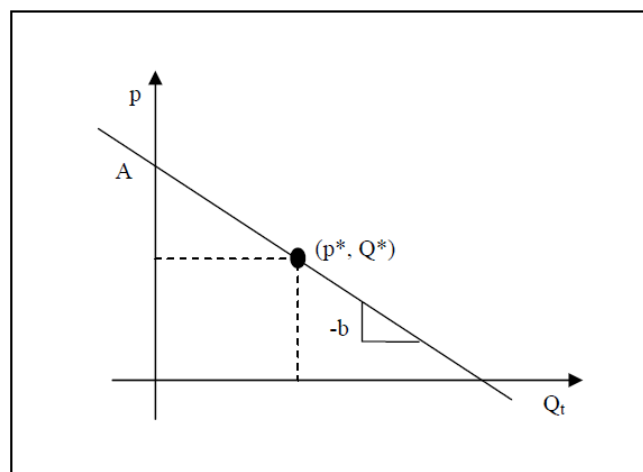


Figura 3- 4: Parámetros principales de la curva de demanda inversa usada en el modelo.

Se puede percibir que el parámetro b , está directamente relacionado con la elasticidad de la demanda referente al precio, la cual se conceptúa como la variación de la demanda respecto a la variación del precio, lo que se advierte en la expresión [CALLEJON ET AL 2001] [BARQUIN S/F] [LEMUS 2006] [TIROLE 1990]

$$\varepsilon_d = \frac{\frac{\Delta Q_t}{Q_t}}{\frac{\Delta P}{P}} \quad (3.60)$$

O bien, en términos diferenciales:

$$\varepsilon_d = \frac{P}{Q_t} \cdot \frac{dQ_t}{dP} \quad (3.61)$$

Teniendo en consideración la curva inversa de demanda aplicada en este modelo, se infiere que:

$$Q_t = \frac{A - P}{b} \quad (3.62)$$

Con lo que la fórmula (3.61) queda:

$$\varepsilon_d = \frac{P}{Q_t} \cdot \left(\frac{-1}{b} \right) \quad (3.63)$$

Despejando el parámetro b:

$$b = \frac{P}{Q_t} \cdot \left(\frac{-1}{\varepsilon_d} \right) \quad (3.64)$$

De un estudio publicado sobre elasticidad de la demanda en el SIC de Chile, Galetovic *et al* [GALETOVIC ET AL 2005] se recogen los valores expresados en la Tabla 3-2 para distintos períodos de análisis. Considerando la similitud de los sistemas eléctricos de Perú y Chile, sistemas hidrotérmicos con un variado mix de tecnologías y la ubicación geográfica de las demandas de ambos países, se toman estos valores referenciales para la estimación del caso peruano.

Tabla 3- 2: Elasticidad de la demanda con relación al precio según períodos de tiempo.

Período	Elasticidad
Corto Plazo	-0.27
Mediano Plazo	-0.35
Largo plazo	-0.39

Fuente: [LEMUS 2006] págs. 148 y 149

Para hallar el valor del parámetro **b** se aplican los valores de la Tabla 3-2, asumiendo para una relación precio/demanda particular, la curva de demanda inversa se cumple:

Tabla 3- 3: Valores de la variable b según período considerado.

Ed	Período	b
-0.27	Corto Plazo	194,2066985
-0.35	Mediano Plazo	149,816596
-0.39	Largo plazo	134,4507913

Con información pública del Ministerio de Energía y Minas para el consumo en distribución y la información sobre el precio *Spot* publicada por el COES para ese mismo año 2008 en la barra Santa Rosa 220 kV, se ha determinado que la demanda en distribución en el año 2008 fue de 15316,79 GWh (equivalente a una volumen horario de 1,74849 GW) que fue negociada a un precio medio de 91,68 US\$/MWh. Estos datos definen el lugar geométrico (p^* , Q^*) mostrado en la Figura 3-5. Con los valores de **Ed** de la Tabla 3-3, los cálculos preliminares y la ecuación (3.64), se halla el parámetro **b**, dado por la Tabla 3-3

3.3.3. Cálculo del parámetro A

Por definición Geométrica el parámetro **A** se ubica en el punto en que la curva (en especial la recta) inversa de demanda se cruza con el eje de ordenadas (Figura 3.4). En términos económicos, este valor representa al precio tope (límite) o precio máximo que puede tomar el precio *Spot* y que es determinado por el costo marginal esperado de generación menos eficiente, estableciendo, para el resto de la competencia, un indicador de costos. [LEMUS 2006]

Una recta se define por la siguiente expresión:

$$y - y_0 = m \cdot (x - x_0) \tag{3.65}$$

De la Figura 3-4, se obtiene el lugar geométrico (p^* , Q^*) así como la pendiente ($-b$), con lo que se obtiene:

$$p - p^* = b \cdot (Q_t - Q^*) \quad (3.66)$$

O bien:

$$p = p^* + b \cdot Q^* - b \cdot Q_t \quad (3.67)$$

La anterior ecuación, se relaciona con la curva de demanda utilizada en la modelación ($p = A - b \cdot Q_t$), deduciéndose que:

$$A = p^* + b \cdot Q^* \quad (3.68)$$

De esta manera se determina el valor de A. Considerando que la curva tiene una pendiente que permanecerá constante, el valor de A puede variar de acuerdo al punto de referencia particular considerado (p^* , Q^*). Esto es coherente con la definición económica de A como precio tope, porque su valor estará en función de las tecnologías de generación y las variables del mercado usadas en el análisis. El valor esperado de A, para el escenario del mercado de corto plazo y mercado de largo plazo se asumen similares tal como lo plantea Green [GREEN 2003] [LEMUS 2006], efectuando la diferenciación matemática conveniente.

Los valores determinados para el parámetro A se presentan en la Tabla 3-4:

Tabla 3- 4: Valores estimados del parámetro A, según elasticidad.

Elasticidad (Ed)	A
-0,27	431,2355556
-0,35	353,6228571
-0,39	326,7569231

3.3.4. Estimación de la Función de Costos

El símbolo c_i con $i = \{1, 2, 3, 4\}$ representa el costo marginal de cada grupo de empresas de generación i , el que se considera constante para simplificar la construcción del modelo, adoptando la tendencia de variados modelos económicos que aplican la teoría de juegos a *la Cournot*. La predilección general al utilizar modelación de *Cournot* es considerar el equilibrio de las empresas participantes (con equivalentes y constantes costos marginales) y no incorporar limitaciones de capacidad. Para aplicación de lo anterior las firmas participantes deben pertenecer a

una industria con tecnologías cuyas características conozcan todos los jugadores, pero el citado examen debe ser meticuloso según la industria de aplicación. [LEMUS 2006]

Newbery *et al* [NEWBERY ET AL 1992], señala que si se busca hallar un prototipo de optimización apropiado con un juego que siga la lógica de *Cournot*, carece de importancia considerar las asimetrías que producen las limitaciones de capacidad, porque la inclusión de las limitaciones de capacidad únicamente dificulta algebraicamente el prototipo y su solución, sin contribuir con información complementaria en relación de la que se consigue al aplicar apropiadamente el modelo simple (que no introduce las limitaciones de capacidad): si el óptimo de *Cournot* entrega para una empresa una cantidad óptima sobre el límite de su capacidad, a dicha empresa se le fija el límite de su capacidad (el cual está debajo del óptimo) y las otras empresas restantes se prorratan la demanda en un nuevo juego que sigue la lógica de *Cournot*; para el escenario extremo, en que n-1 empresas estén debajo de la cantidad requerida, el equilibrio del mercado es único, pero no óptimo para las empresas.[ÍDEM]

Asimismo, si las empresas presentan diferencias en la tecnología utilizada esto incide en la función de los costos totales y en la de costos marginales. Para el caso peruano conformado por un sistema hidrotérmico, las diferencias en tecnologías inciden en los costos, por lo que se tiene en consideración que las empresas consideradas en el modelo muestren costos marginales distintos.[IBIDEM]

En el modelo desarrollado en la presente Tesis, se toman en consideración los cuatro conglomerados de empresas que desarrollan la actividad de generación y pertenecen al SEIN, con diferentes capacidades, tecnologías y costos marginales. Considerando lo enunciado por Newbery *et al* [NEWBERY1992], y apartándose de las modelaciones tradicionales (que suponen constantes e iguales costos marginales para el total de las empresas), el modelo propuesto, al igual que el propuesto por Lemus [LEMUS 2006] no incluye el efecto de las restricciones de capacidad de cada firma, sin embargo, considera las diferencias tecnológicas de los generadores del sector eléctrico peruano, para la determinación de los costos marginales,

establecidos como invariables mas no forzosamente iguales entre las empresas.[LEMUS 2006]

Los conglomerados de empresas o firmas que se han tomado en consideración en el estudio (Estado, ENDESA, DUKE ENERGY y Otros) tienen variados tipos de centrales de generación. Cada central eléctrica de cada firma tiene un costo marginal específico. Las Tablas 3-12, Tabla 3-13, Tabla 3-14 y Tabla 3-15 (Anexo 2) muestran la información técnica de las centrales consideradas en el desarrollo del modelo correspondientes al periodo 2001 a 2008 [COES-SINAC].

Por simplicidad, tal como se señaló precedentemente, se considera que las centrales hidroeléctricas tienen costos marginales de producción nulos (a modo de centrales de pasada), sin tomar en consideración el valor variable del agua almacenada. [LEMUS 2006].

La Tabla 3-13 muestra la producción anual promedio de empresas del Endesa (período 2001-2008) y tipo de central. (Anexo 2)

La Tabla 3-14 (Anexo 2) muestra la producción anual promedio de la empresa Duke Energy (Egenor) correspondiente al período 2001-2008 y tipo de central (empresa 2). La Tabla 3-15 (Anexo 2) muestra la producción anual promedio del Grupo de empresas consignado como otros (período 2001-2008) y tipo de central.

Las Tablas 3-16, 3-17, 3-18 y Tabla 3-19 (Anexo 2) muestran los costos marginales de las firmas participantes en el mercado eléctrico peruano, según tipo de combustible por central en período 2001-2008

Considerando que las centrales de generación de una firma tienen similar posibilidad de convertirse en la central menos eficiente conectada al COES, se supone que el costo marginal constante empleado en la modelación se relaciona a la esperanza de los costes marginales de cada firma, lo que corresponde al simple promedio de costos marginales de la totalidad de las centrales incluidas en cada firma [ÍDEM].

Con las consideraciones expuestas, se han determinado los valores de costos marginales para las i empresas generadoras $i = \{1, 2, 3, 4\}$ que corresponden a grupo de empresas del Estado, Endesa, Duke Energy y Otros, (Tabla 3-5).

Tabla 3- 5: Valores estimados de CMg por empresa

Empresa	Grupo	Costos Marginales por Holding US \$ / Mwh								Promedio
		Año 2001	Año 2002	Año 2003	Año 2004	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	
1	Estado	38	48	45	61	78	78	90	87	65.533712
2	ENDESA	33	70	50	66	81	82	56	81	65.033823
3	Duke Energy(Egenor)	63	72	84	122	140	133	158	177	118.62023
4	Otros	21	26	28	37	51	50	52	52	39.770688

3.3.5. Estimación de $\text{Var}(p) = \sigma^2$

La gama de precios *Spot* de cada sistema específico depende de la combinación de tecnologías que la conforma. Para un sistema como Inglaterra y Gales con un parque de generación fundamentalmente térmico que fue estudiado por Green [GREEN 2003] se presentan precios estables (con poca variación). No obstante, en el caso del SEIN peruano, los precios se ven afectados por la variabilidad propia su composición hidrotérmica, lo que pronostica valores de varianza de los precios *Spot* significativamente mayores que los sistemas térmicos.

Osinergmin en la Fijación Tarifaria en Barra de Mayo de 2009, entrega una estimación de costos marginales para todas las barras del SEIN (132 barras). La fig. 3-7 (Anexo 2) muestra la proyección de costos marginales para la barra Santa Rosa.

En el estudio al sistema eléctrico de Inglaterra y Gales realizado por Green [GREEN 2003] se determina una varianza de 5,76 que comparativamente con el SIC Chileno es bastante menor al valor de la varianza promedio obtenida por Lemus de 293,3 y que el valor anual del SEIN peruano de 1183,57.

Tabla 3- 6: Varianza del precio Spot esperado, de acuerdo al período en consideración.

Época	Varianza (σ^2)
ANNUAL	1183,47
ALTA	2477,37
BAJA	236,45

Para expresar el conocimiento de los agentes de un mercado hidroeléctrico en el comportamiento de los precios, con fines de análisis se divide el año en dos semestres asociando los meses de acuerdo al período en consideración

En la construcción de escenarios para el análisis, se considerará la varianza (σ^2) para la barra Santa Rosa en los escenarios indicados en la Tabla 3-20 (Anexo 2).

3.3.6. Estimación de aversión al riesgo

Para efectuar análisis de sensibilidad sobre los resultados del modelo, el coeficiente de aversión al riesgo (λ) es un parámetro viable. Se asume el comportamiento de un financista promedio del mercado para establecer λ , y se toma como modelo referente para el sector eléctrico [LEMUS 2006]

Un capitalista racional tiene como meta la maximización de sus ganancias sobre la inversión y para ello realiza variadas inversiones asociadas a su nivel de aversión al riesgo, pudiendo optar por inversiones con recompensa por riesgo, finanzas seguras, o una combinación de ambos tipos. Aplicando nociones financieras, se elije a un capitalista con un capital W disponible para invertir. El capitalista resuelve invertir $(W-S)$ en instrumentos libres de riesgo (con tasa de retorno libre de riesgo t) y arriesgar S en el mercado de acciones (con tasa de retorno m). De esta manera, el dilema que trata de solucionar el capitalista es hallar una cartera de inversiones que maximice su beneficio sobre la inversión. Aplicando las nociones de Grinold [GRINOLD 1996] fijadas en la ecuación (3.24), para precisar la función de utilidad del capitalista, se tiene que [ÍDEM]:

$$P) \text{Max} \left\{ E(\Pi_{inv}) - \frac{\lambda}{2} \text{Var} \left[E(\Pi_{inv}) \right] \right\} \quad (3.69)$$

Donde :

$$\begin{aligned} E(\Pi_{inv}) &= \text{Retorno} - \text{Costo Inversión} \\ &= (W - S).(1 + t) + S.(1 + m) - W \\ &= (W - S).t + S.m \end{aligned} \quad (3.70)$$

$$\begin{aligned}\text{Var}(E(\Pi_{inv})) &= \text{Var}[(W-S).t + S.m] \\ &= S^2 \cdot \text{var}(m)\end{aligned}\tag{3.71}$$

Nótese que la tasa sin riesgo es t y por esta razón se asume estable a largo plazo, en tanto que m es la tasa con riesgo, que tiene la varianza: $\text{var}(m)$. [IBIDEM]

$$P_{inv}) \text{Max} U_{inversionista}\tag{3.72}$$

$$P_{inv}) \text{Max}(W - S).t + S.m - \frac{\lambda \cdot S^2 \text{var}(m)}{2}\tag{3.73}$$

En el mercado de acciones la inversión que maximiza la utilidad se halla con:

$$\frac{\partial U_{inversionista}}{\partial S} = 0\tag{3.74}$$

$$m - t - \lambda S \cdot \text{var}(m) = 0\tag{3.75}$$

Efectuar inversiones en el mercado de acciones, como se aprecia en la fórmula (3.75), depende del grado de aversión al riesgo λ específico del capitalista el cual puede deducirse a partir de la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{m - t}{S \cdot \text{var}(m)}\tag{3.76}$$

La cantidad S representa a una parte del capital total del capitalista, por tal razón se cumple que:

$$S = \alpha W, \text{ con } \alpha \in [0,1]$$

$$\lambda = \frac{m - t}{\alpha W \cdot \text{var}(m)}\tag{3.77}$$

Para la valoración del nivel de aversión al riesgo, el enunciado (3.77) es una formulación general en la que se deduce que para un actor más renuente al riesgo corresponde un valor más alto de λ . En casos extremos si:

- $\lambda \rightarrow \infty+$: agente que aborrece el riesgo, es plenamente averso al riesgo.
- $\lambda \rightarrow 0$: agente al que le gusta asumir riesgo (*risk lover*).

Valores calculados para m y t , posibilitan individualizar la formulación a un país (Porque tales valores pueden hallarse de estadísticas habituales para todos los mercados de cada país), en tanto que los valores de W permiten individualizar el sector industrial del país analizado usando la ecuación precedente. Seguidamente se detalla la manera de calcular todos los valores de los parámetros incluidos en la fórmula (3.77) [LEMUS 2006]

a) Estimación de t : tasa libre de riesgo

El parámetro t , se calcula con los datos de la evolución del rendimiento de los bonos del tesoro americano del período 2003 - 2008 (prestigioso parámetro financiero libre de riesgo), en específico corresponden a los Pagarés Reajustables con retribución en cupones a 30 años del Banco Central de Reserva del Perú [BANCOCENTRAL 2001]. Con datos divulgados por el Banco Central de Reserva del Perú (También publicados por CONASEV) se extrae el promedio de las tasas de interés divulgadas en el período 2003 - 2008. El valor promedio de las tasas es 4,75% y con una despreciable varianza de 0.140053869, promedio cumpliendo la exigencia de invariabilidad en el tiempo de la tasa de interés, por lo que para la estimación de t es coherente el uso del promedio. [ÍDEM] [OYANGUREN 2007].

b) Determinación de m : tasa con riesgo

El parámetro m , se calcula a partir de los valores del IGBVL (Índice General de la Bolsa de Valores de Lima) del período de 2001 a 2008, con base en la información del Banco Central de Reserva de Perú [BCRP 2001]. El valor calculado para m es 40.08 %, con una varianza, $var(m)$, de 0.431293294.

El IGBVL es un indicador que mide el comportamiento del mercado bursátil y sirve para establecer comparaciones respecto de los rendimientos alcanzados por los diversos sectores (industrial, bancario, agrario, minero, de servicios públicos, etc.)

participantes en la Bolsa de Lima, en un determinado período de tiempo. Se determina a partir de una cartera formada por las acciones más significativas de la negociación bursátil, seleccionadas con base en su frecuencia de negociación, monto de negociación y número de operaciones. Refleja la tendencia promedio de las cotizaciones de las principales acciones inscritas en Bolsa, en función de una cartera seleccionada, que actualmente representa a las 35 acciones más negociadas del mercado.

c) Estimación de W : riqueza del inversionista

El parámetro W simboliza el capital del inversionista, que para fines de cálculo representa a la utilidad en el sector de distribución peruano asociado al SEIN. W se define como la ganancia promedio de una unidad vendida multiplicada por el total negociado en el sector [LEMUS 2006]. El precio de venta promedio se deduce a partir de las utilidades de las empresas EDELNOR y Luz del Sur, consideradas las más representativas del sector eléctrico, por ser responsables del 68,40% de las ventas en el SEIN al año 2008 [Sector Eléctrico 2009- Documento promotor], con una utilidad neta de 112 669.530 US\$ y un total de 10476,53 GWh de energía vendida. Con esos datos, se obtiene como resultado que el promedio de utilidad de una unidad negociada es 10,75447055 US\$/MWh (estableciendo el valor del dólar observado al último día hábil del año). Considerando que la energía total vendida en el sector eléctrico, en particular por las empresas pertenecientes al SEIN es de 15.316, 79 GWh (año 2008), se estima que $W = 1.8804$ expresado unidades de miles de dólares US\$.

d) Cálculo de α

El parámetro α constituye la parte de capital que un capitalista está listo a colocar en un mercado riesgoso. En tal virtud, α constituye una decisión particular de cada inversionista y pertenece al rango $[0, 1]$. [LEMUS 2006]

Tabla 3- 7: Valores de λ (grado de aversión al riesgo) en función de valores adoptados de α .

α	λ
1.0	0.4512
0.9	0.5013
0.8	0.5639
0.7	0.6445
0.6	0.7519
0.5	0.9023
0.4	1.1279
0.3	1.5039
0.2	2.2558
0.1	4.5116

El modelo arroja resultados ajustados a cada valor de λ incluido en la Tabla 3-7.

4. Prueba del Modelo y Examen de los Resultados

Con la finalidad de probar el modelo propuesto y los instrumentos matemáticos usados, en este capítulo se muestran los resultados conseguidos por el modelo primigenio de Green [GREEN 2003] y los resultados hallados aplicando el modelo planteado en el capítulo preliminar, con los datos empleados por Green [GREEN2003] en su estudio de los mercados de Inglaterra y Gales.

Asimismo, teniendo los datos del mercado eléctrico chileno, aplicando la formulación general para $n=3$, se hace la simulación para el caso chileno. Después de confirmar la razonabilidad de los resultados del modelo formulado respecto al análisis de Green [GREEN 2003] y Lemus [LEMUS 2006], se efectúa la aplicación del modelo desarrollado en la presente Tesis, para el caso de Perú.

4.1. Caso de Inglaterra y Gales: Prueba del Modelo y Resultados Comparativos con el Estudio de Richard Green

El escenario que sirvió de contexto al estudio realizado por Richard Green a Inglaterra y Gales, estaba conformado por dos generados térmicos con similares costos marginales que competían tanto en el mercado de corto plazo como en el de largo plazo.

Richard Green [GREEN 2003], efectúa un estudio de precios mayoristas representando el paso del mercado inglés de un escenario en que en distribución un monopolio regulado es encargado de la comercialización a otro escenario en que un comercializador desligado de la distribución efectúa la venta a nivel minorista.

Dada la conformación del segmento de generación por dos generadores térmicos, con costos similares e invariables, el mercado de Inglaterra y Gales presenta una baja varianza. Las dos firmas presentes compiten siguiendo la lógica de Cournot. En la actividad de comercialización (monopólica o competitiva) los agentes toman decisiones de acuerdo a su grado de aversión al riesgo.

Los valores usados en el estudio de Green [GREEN 2003], se muestran en la Tabla 4-1.

Tabla 4- 1: Parámetros del mercado eléctrico inglés, usados en el modelo de Green

Parámetro	[Unidad]	Valor
A	£/MWh	50
B	£/(MWh·GW)	2/3
$c_i, i= \{1, 2\}$	£/MWh	20
σ^2	(£/MWh) ²	5,76
n_1	-	12
n_2	-	12
V	GW	2,5
H	-	0,15
M	-	0,063
T	-	0,03
$var(m)$	-	0,0256

Fuente: [GREEN 2003]

La Tabla 4-2 presenta los valores calculados por Green para un financista promedio de los grados de aversión al riesgo del sector eléctrico inglés.

Tabla 4- 2: Grados de aversión al riesgo en el mercado eléctrico inglés.

λ
0,010
0,050
0,064
0,100
0,160
0,200
0,300

Fuente: [GREEN 2003]

4.1.1. Prueba del Modelo con Parque Generador de dos Firmas aplicado con Parámetros de Green al caso de Inglaterra y Gales.

Aplicando la formulación general desarrollada en la presente Tesis para $n = 2$, la Figura 4-1, con los datos del estudio de Green, arroja resultados similares a los conseguidos por Green [GREEN 2003] para el duopolio inglés (promedio ponderado de precios) de mercados *spot* y *forward*.

Hasta esta parte del análisis, los resultados concuerdan con las conclusiones de Green, quien señala que los precios regulados resultan menores que los competitivos. Se hace notar que el análisis de Green no considera el efecto de la

elasticidad de la demanda en los resultados, ni del efecto de la participación de mayor número de firmas en generación.

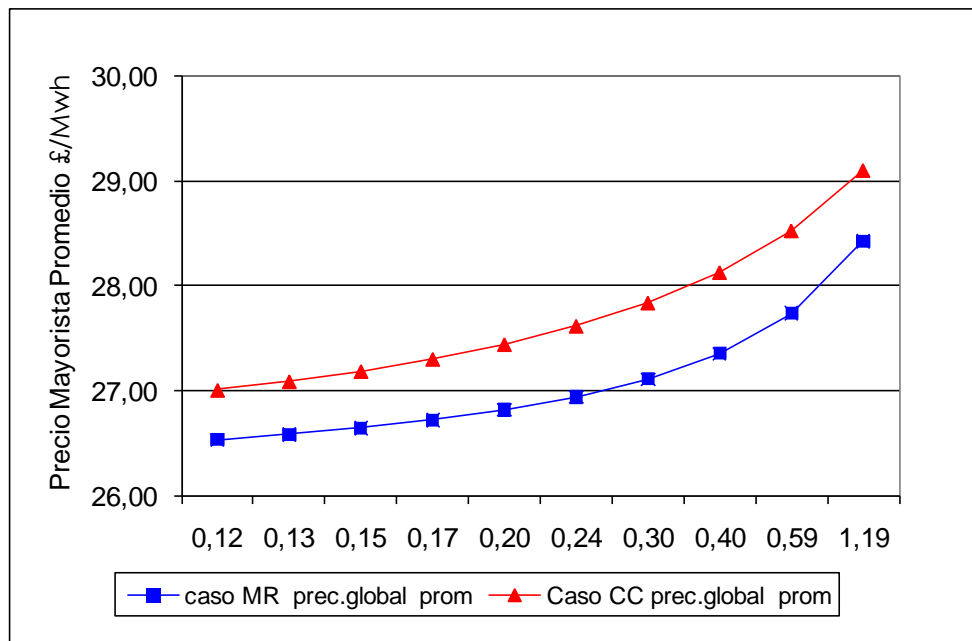


Figura 4- 1: Comportamiento de los precios promedios ponderados de mercado mayorista de acuerdo al grado de aversión al riesgo del inversor en CMR y en CC, caso del duopolio inglés.

El modelo creado para un parque generador de n firmas, particularizado para cuatro empresas realizado en este trabajo, es más universal que el propuesto por [GREEN 2003] (que es únicamente para dos empresas generadoras) y que el caso presentado por [LEMUS 2006], que es para tres firmas. Para probar el modelo nuevo al contexto de Inglaterra y Gales, se simula la presencia de tres y luego cuatro firmas de generación de características similares [GREEN 2003].

4.1.2. Prueba del Modelo con Parque Generador de tres Firmas aplicado con Parámetros de Green al escenario de Inglaterra y Gales.

La tendencia del precio ponderado promedio para mercados mayoristas en función del grado de aversión al riesgo al efectuar la aplicación del modelo propuesto en el presente trabajo, considerando los datos de entrada del estudio de Green al Mercado de Inglaterra y Gales es graficado por la Figura 4-2.

La figura indica una tendencia similar al caso del duopolio, en que los precios ponderados de los mercados *spot* y *forward* aumentan en función del mayor nivel de

aversión al riesgo del inversionista. Asimismo, los precios de comercialización competitiva son mayores que en comercialización a cargo de un distribuidor monopólico.

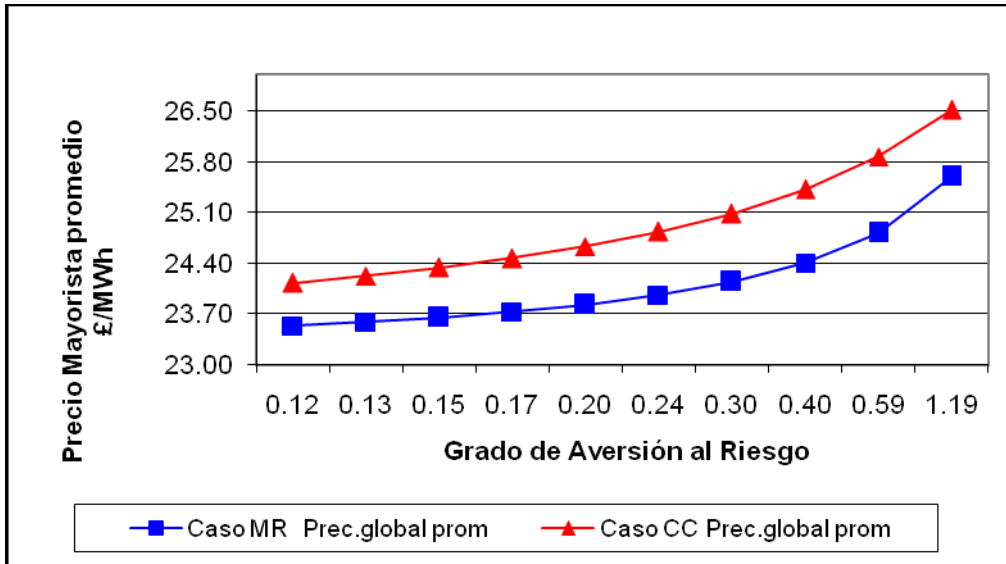


Figura 4- 2: Precios mayoristas promedio de acuerdo al grado de aversión al riesgo del financista, representando escenario Inglaterra y Gales con parque generador de tres empresas.

4.1.3. Prueba del Modelo con Parque Generador de cuatro Firmas aplicados con Parámetros de Green, al caso de Inglaterra y Gales

La figura 4-3, grafica las tendencias obtenidas aplicando al caso de Inglaterra y Gales nuestra formulación general con $n=4$, asumiendo que en el mercado actúan 04 generadores de similares costos marginales.

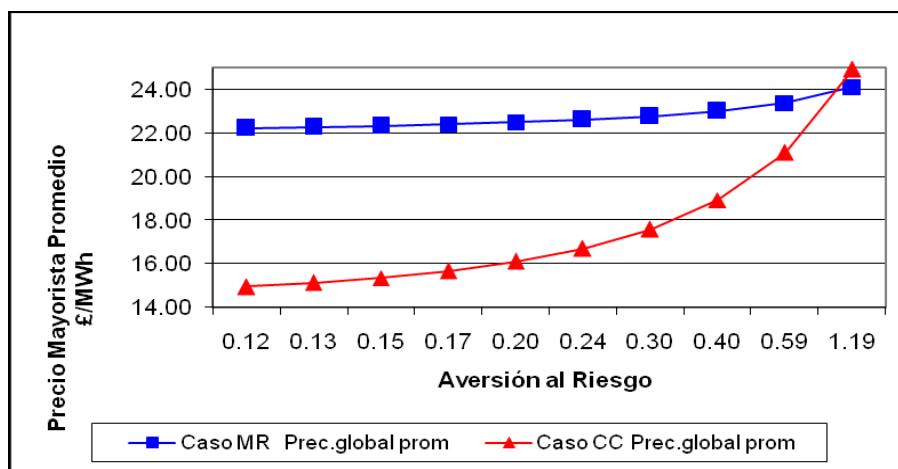


Figura 4- 3: Aplicación del Modelo al caso Inglés, supuesto 4 firmas.

Se observa que la entrada de la tercer y cuarta firma generadora origina la disminución general de precios y en el caso de la introducción del cuarto agente, para el mercado Inglés produce la optimización de los precios competitivos en relación a los precios regulados.

Precios mayoristas promedio con grado de aversión al Riesgo =0.119

Nº Empresas	Monopolio Regulado	Comercialización Competitiva
Dos	26.531193	27.006220
Tres	23.539149	24.131703
Cuatro	22.235661	14.951141

Tabla 4- 3: Precios promedios ponderados de mercado mayorista para contextos de monopolio y comercialización al por menor, para conjunto generador inglés de dos, tres y cuatro holdings competitivos con grado de aversión al riesgo bajo (0.119) en el mercado inglés

En la Tabla 4-3 se resumen los resultados de la simulación efectuada al caso de Inglaterra y Gales con nuestro modelo y los parámetros de dichos mercados, utilizados en el estudio de Green, incrementando el número de generadores participantes, para un bajo grado de aversión al riesgo. Es relevante la reducción de precios que origina el mayor número de agentes generadores, en especial nótese que al introducir el cuarto participante, los precios de comercialización competitiva son menores que los regulados.

Precios Mayoristas Promedio con grado de aversión al Riesgo = 1.188

Nº Empresas	Monopolio Regulado	Comercialización Competitiva
Dos	28.419811	29.095967
Tres	25.594185	26.515689
Cuatro	24.118565	24.914494

Tabla 4- 4: Precios promedios ponderados de mercado mayorista para alternativas CMR y CC, para sector de generación inglés de dos, tres y cuatro empresas competidoras con nivel alto de aversión al riesgo (1.188) del mercado inglés

La Tabla 4-4, obtenida a partir del desarrollo de nuestro modelo para el mercado inglés, muestra la incidencia del grado de aversión al riesgo en los precios, en que pese al incremento de firmas de generación, con inversionistas con “alta” aversión al riesgo los precios competitivos no revierten la tendencia que presentan los precios de monopolio regulado en relación a los de comercialización competitiva. Se hace notar que en esta simulación, no se ha incorporado el efecto de manejo de la demanda, reflejada en la elasticidad precio demanda.

4.2. Caso Chile: Simulación y Resultados del Estudio de Lemus aplicando el modelo propuesto.

En esta sección, se procede a realizar la comprobación de la formulación matemática general que propone el presente trabajo, para $n = 3$, tomando como referencia el caso analizado por Lemus [LEMUS 2006] para Chile, con los valores que se especifican en la Tabla N° 4-5.

Tabla 4- 5: Prueba de la formulación matemática general del modelo propuesto: Parámetros usados por Lemus para el estudio del caso Chile

Parámetro	Valor			Unidad
	Elasticidad baja	Elasticidad media	Elasticidad alta	
A	150.518519	123.428571	114.051282	US \$ /MWh
b	59.438	45.8518	41.1491	US \$/(MWh.GW)
C ₁	47.63	47.63	47.63	US \$/MWh
C ₂	52.09	52.09	52.09	US \$/MWh
C ₃	63.97	63.97	63.97	US \$/MWh
σ^2	299.9642	299.9642	299.9642	(US/MWh) ²
n ₁	9	9	9	-
n ₂	9	9	9	-
V	0.2158	0.2158	0.2158	GW
m	0.2015	0.2015	0.2015	-
t	0.0635	0.0635	0.0635	-
Var (m)	0.3676	0.3676	0.3676	-
W	2.654	2.654	2.654	miles US \$

Los resultados de la simulación, aplicando la formulación propuesta en la presente tesis para $n = 3$, se muestran en la fig. N° 4-4, que son concordantes con Lemus [LEMUS 2006].

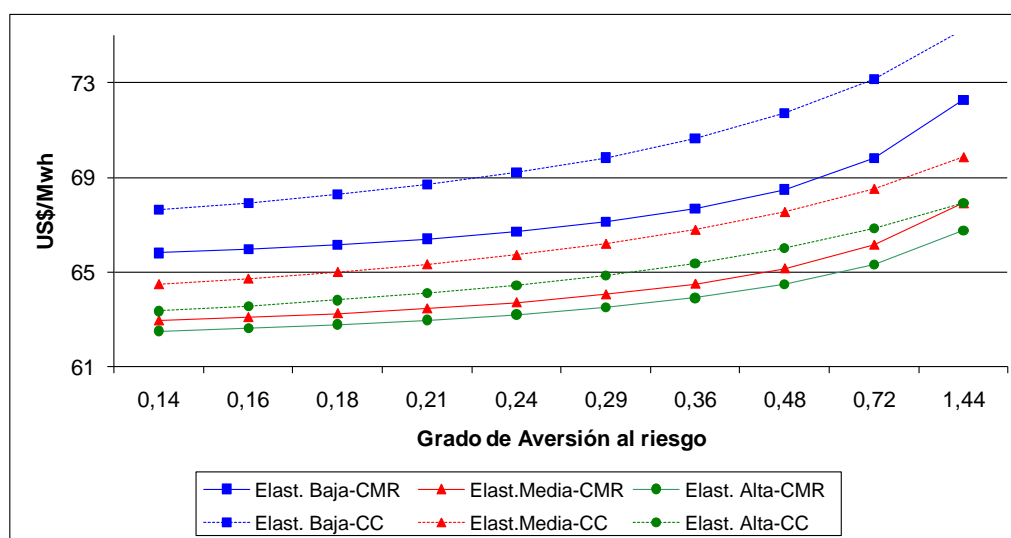


Figura 4- 4: Comparación del precio promedio ponderado de mercado mayorista bajo escenarios de comercialización monopólica (CMR) y competitiva (CC) para elasticidad baja, media y alta utilizando formulación general para $n=3$ caso Chile.

Con la aplicación de nuestro modelo a los escenarios de Inglaterra y Gales y Chile, se comprueba la coherencia de la formulación matemática planteada, por la similitud de resultados. Con esta base, a continuación se analiza el caso peruano.

4.3. Aplicación del Modelo al Mercado Eléctrico Peruano

Con el modelo construido en el acápite 3.2.3, estimaremos las tendencias de los precios al por mayor, en dos escenarios, el primero, en la situación vigente en la que el distribuidor realiza la función de comercialización y en el segundo escenario en que existen comercializadores. Se resalta el supuesto de que el mercado es libre.

El grado de aversión al riesgo (λ) cuyos valores detalla la Tabla 3-7, constituye el parámetro substancial para el análisis de sensibilidad. Asimismo, se obtienen las varianzas para los precios spot y con las varianzas tanto anual, en período de avenida y de hidrología seca, se evalúan los comportamientos del precio en dichos escenarios.

Tabla 4- 6: Parámetros del mercado eléctrico peruano considerados en el estudio.

Parámetro	Valor			Unidad
	Elasticidad baja	Elasticidad media	Elasticidad alta	
A	431.2355556	353.6228571	326.7569231	US \$ /MWh
b	194.2067	149.8166	134.4508	US \$/(MWh.GW)
C ₁	65.53	65.53	65.53	US \$/MWh
C ₂	65.03	65.03	65.03	US \$/MWh
C ₃	118.62	118.62	118.62	US \$/MWh
C ₄	39.77	39.77	39.77	US \$/MWh
σ^2	1183.46736	1183.46736	1183.46736	(US/MWh) ²
n ₁	10	10	10	-
n ₂	10	10	10	-
V	0.17485	0.17485	0.17485	GW
m	0.4008	0.4008	0.4008	-
t	0.04751	0.04751	0.04751	-
Var (m)	0.43129	0.43129	0.43129	-
W	1.88033	1.88033	1.88033	miles US \$

Sin embargo, el análisis principal, se realiza estimando los impactos de las variaciones de la elasticidad del consumo de la demanda por gestión del comercializador, tomando como referencia la información dada por Galetovic *et al*

[GALETOVIC ET AL 2005] para usuarios residenciales de Chile (Tabla 3-2) para el corto plazo (un año), mediano plazo (2 años) y largo plazo, que por similitud se asumen en este estudio.

Los valores de elasticidad referenciales, posibilitan evaluar la tendencia de los precios, ante distintas elasticidades de la demandas (Tabla 4-7).

Tabla 4- 7: Valores de elasticidad referenciales

Valor de Elasticidad (Ed)	Tipo de Elasticidad	Tipo de Elasticidad de la demanda Residencial del SEIN
- 0,27	Baja	Corto plazo (C.P.)
- 0,35	Media	Mediano plazo (M.P.)
- 0,39	Alta	Largo plazo (L.P.)

Por razones de simplicidad, para las figuras se abreviará la denominación de los escenarios analizados: CMR para *Comercialización Monopólica Regulada* (realizada por el distribuidor / comercializador) y CC para el escenario de *Comercialización Competitiva*.

4.3.1. Precios Mayoristas: Análisis de Incidencia de la Varianza

El Informe GART/GT N° 019-2002 referente al Proceso de Regulación Tarifas en Barra mayo-octubre 2002 define el período de avenida a los meses comprendidos entre noviembre y mayo (Época Baja), por tanto, corresponde al período Diciembre-Abril al de hidrología seca (Época Alta).

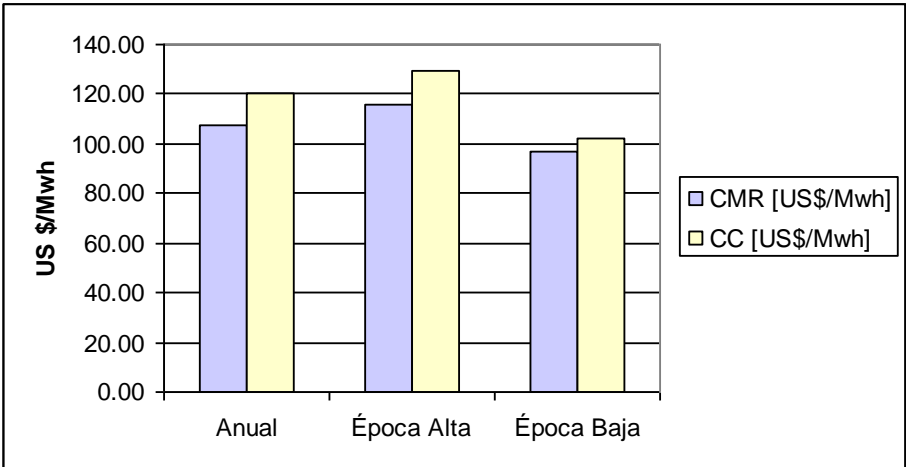


Figura 4- 5: Precios promedios mercados mayoristas en el corto plazo en distintos contextos de varianza del precio spot (σ^2), acorde al tipo de comercialización.

El análisis, indica que los precios presentan mayor variación en la época alta. La figura 4-5 grafica la incidencia de la inestabilidad de precios de corto plazo (*spot*) en el precio medio mayorista (promedio de precio *spot* y *forward*).

Tanto el comercializador / distribuidor como el comercializador puro, se ven afectados por la volatilidad. Comparando la época alta y la baja, tanto en monopolio como en competencia, se aprecian significativas diferencias, siendo esta más pronunciada en el escenario de comercialización competitiva. (Tabla 4-8).

Tabla 4- 8: Precios promedios ponderados mercados mayoristas en el corto plazo bajo distintos casos de σ^2 , según tipo de comercialización.

Tipo	CMR	CC
	US \$/MWh	US \$/MWh
Anual	107.59	120.442739
Época Alta	116.15	129.431865
Época Baja	97.02	102.130289
Diferencia % entre Época Alta y Baja	16.47%	21.09%

Nota: comparación para elasticidad baja y $\lambda = 0.435636$

De acuerdo a los resultados anteriores, debido a la similitud de las tendencias de las varianzas evaluadas, en adelante, se emplea solamente la varianza anual ($\sigma^2 = 1183.47$).

4.3.2. Tendencia de los Precios de Mercado de Corto Plazo (p)

a) Comportamiento esperado del precio p en el tiempo

Tomando los valores de la Tabla 4-7 para usuarios domésticos y estableciendo el nivel de aversión al riesgo, se pueden hallar las tendencias de los precios de mercado de corto plazo.

i) Para bajo grado de aversión al riesgo ($\lambda = 0,44$)

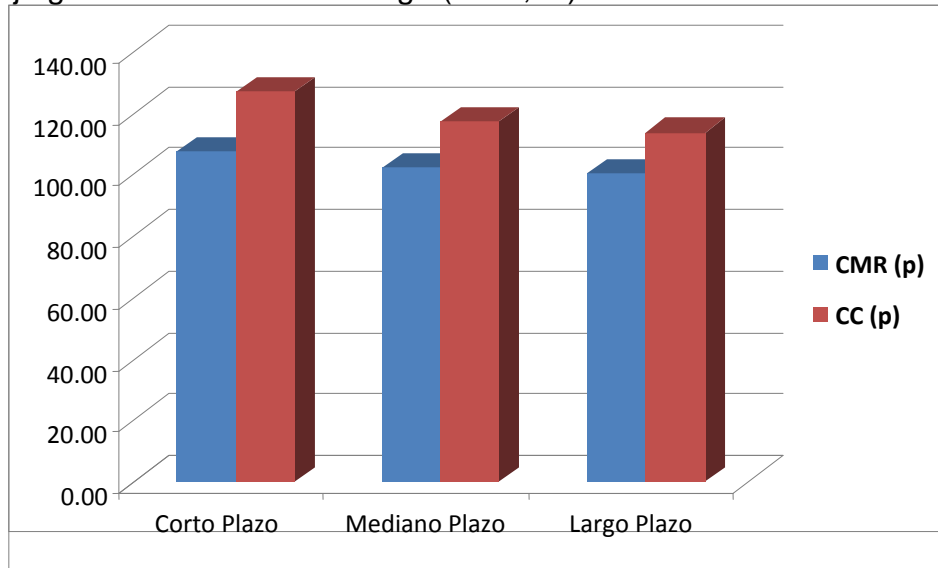


Figura 4- 6: Comportamiento de p en el período, para λ de bajo valor.

ii) Para alto grado de aversión al riesgo ($\lambda = 4,36$)

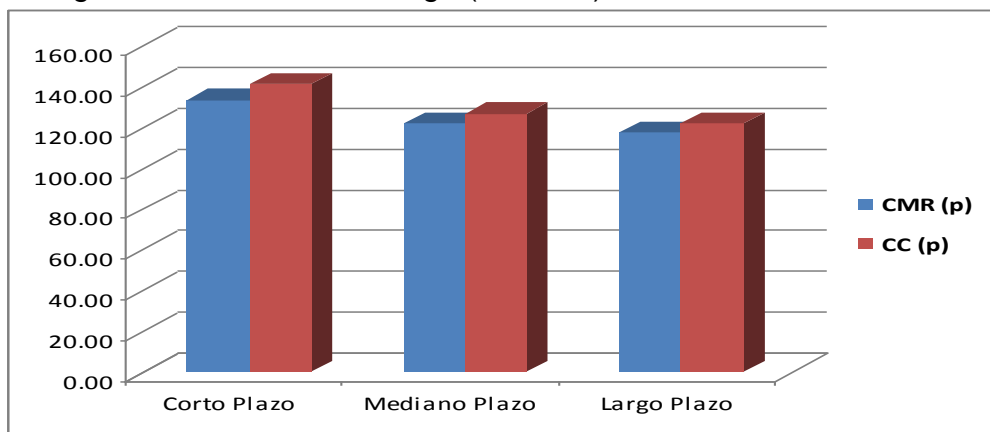


Figura 4- 7: Comportamiento de p en el período, para alto valor de λ

Tanto en mediano como en el largo plazo, en el tiempo, los precios presentan una disminución, pero la comercialización en escenario de monopolio resulta menor que la comercialización en escenario de competencia.

Este hecho se explica en la incidencia del riesgo en los precios, que aunque este afecta a los distribuidores / comercializadores, como al comercializador puro, este último agente debe adicionalmente considerar el riesgo de la posibilidad que tienen los consumidores de cambiar de comercializador. Esta incertidumbre es trasladada al precio por el Comercializador. Seguidamente, se presenta la incidencia del riesgo en diferentes situaciones consideradas.

b) Escenario comercialización monopólica regulada: Comportamiento precio p

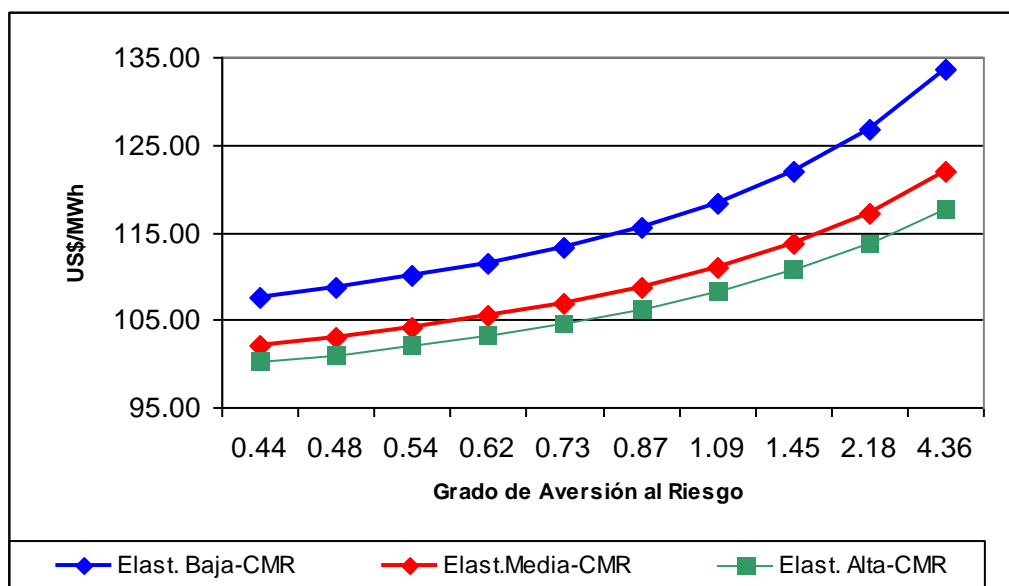


Figura 4- 8: Comportamiento esperado del precio de mercado de corto plazo de acuerdo al grado de λ , caso CMR.

En la figura 4-8, se refleja la incidencia directa del grado de aversión al riesgo en el precio (p), es decir, a mayor aversión al riesgo mayores precios. Esto indica que hay un traspaso del mayor riesgo al precio. Los precios son evaluados para elasticidad baja media y alta, con datos de la Tabla 4-9.

Tabla 4- 9: Porcentaje de disminución p de mediano plazo (Elasticidad media) y largo plazo (Elasticidad Alta) Comercialización integrada a distribución monopólica

Nivel de Aversión al Riesgo	Elasticidad Media vs. Baja	Elasticidad Alta vs. Baja
0.436	5.33%	7.41%
0.484	5.43%	7.56%
0.545	5.56%	7.75%
0.622	5.73%	8.00%
0.726	5.95%	8.33%
0.871	6.26%	8.77%
1.089	6.68%	9.39%
1.452	7.28%	10.26%
2.178	8.19%	11.55%
4.356	9.63%	13.57%

Tal como se aprecia en la Tabla 4-9, el impacto del riesgo en los precios no depende de la elasticidad. No obstante la elasticidad origina la variación del precio establecido un valor de aversión al riesgo que es inversamente proporcional (elasticidades mayores producen precios menores). De la tabla se deduce que si en el corto plazo

la demanda tuviera una rápida reacción a la subida de precios (alta elasticidad) los precios podrían disminuir hasta en 13,57%.

c) Escenario comercialización competitiva: Comportamiento precio p

Como el caso previo, el precio p , es influenciado por el riesgo y la elasticidad que posea la demanda, como se aprecia en la Figura 4-9.

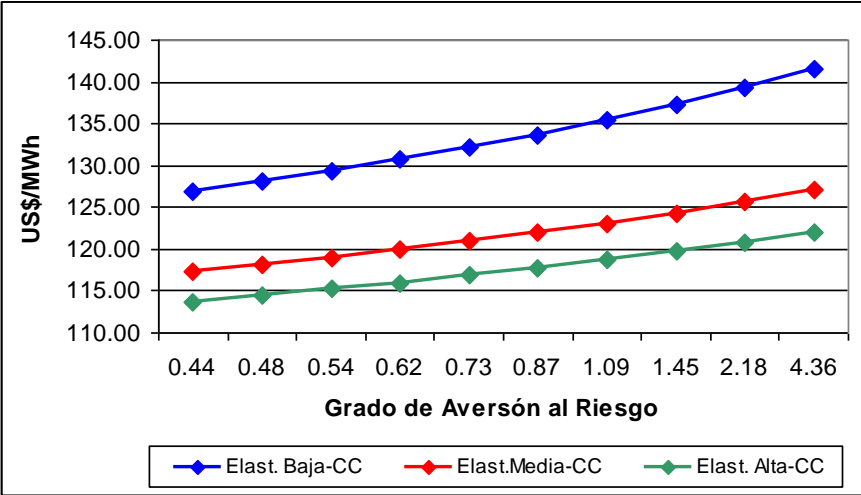


Figura 4- 9: Comportamiento esperado de precios de mercado de plazo corto en relación a λ , caso CC.

En este escenario, la elasticidad tiene una incidencia mayor que el caso previo. Se aprecia que ante una elasticidad alta, los precios caen hasta en 16.12% como muestra la tabla 4-10.

Tabla 4- 10: Grado de disminución de los precios spot de mediano plazo (Elasticidad Media) y largo plazo (Elasticidad Alta) respecto al corto plazo (Elasticidad Baja) Caso: Comercialización Competitiva

Nivel de Aversión al Riesgo	Elasticidad Media vs. Baja	Elasticidad Alta vs. Baja
0.436	8.19%	11.55%
0.484	8.43%	11.88%
0.545	8.68%	12.24%
0.622	8.97%	12.64%
0.726	9.28%	13.08%
0.871	9.63%	13.57%
1.089	10.01%	14.11%
1.452	10.44%	14.70%
2.178	10.92%	15.37%
4.356	11.47%	16.12%

d) Comparación de precios de mercados de corto plazo en escenarios de comercialización integrada a la distribución monopólica regulada y comercialización competitiva.

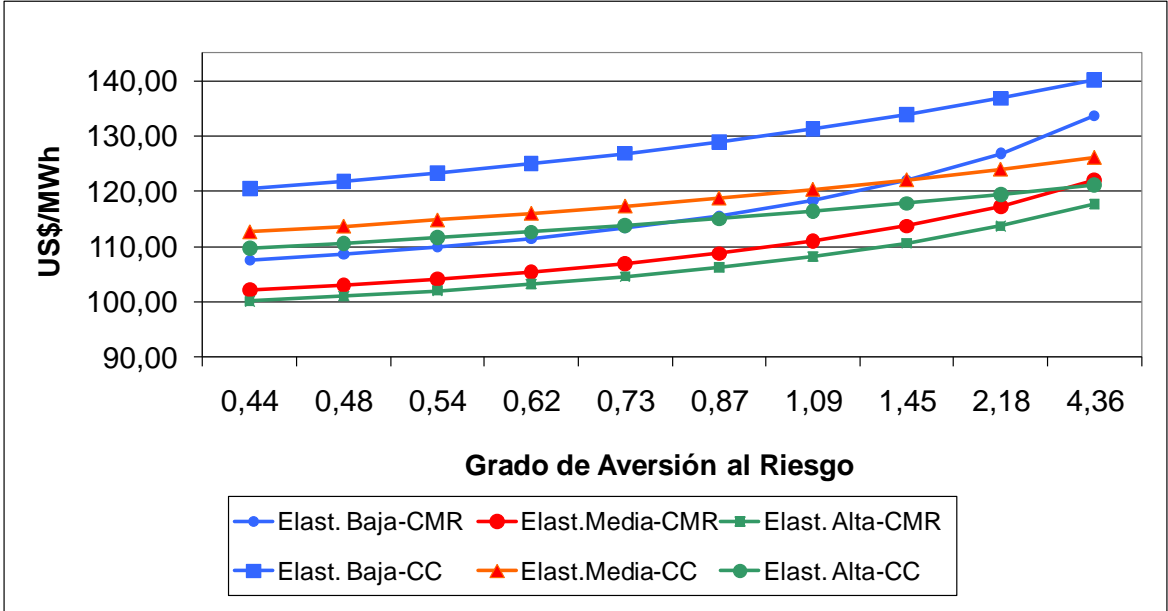


Figura 4- 10: Tendencias de los precios de mercados de plazo corto (p) en escenarios CMR y CC con elasticidades Baja, Media y Alta.

Los resultados hallados en las secciones b) y c) se sintetizan en la Figura 4-10. Una evaluación hasta este punto, indica una coincidencia con lo que concluye Green [GREEN 2003], en el sentido que los precios en un esquema competitivo son mayores que en un escenario de comercialización regulada a cargo de un distribuidor, particularmente para un mismo valor de elasticidad precio demanda. Esto se debe a los riesgos presentes en cada escenario

Ante similares volúmenes de compra realizadas por el distribuidor / comercializador y el comercializador puro, este último afronta además de la aversión al riesgo (igual para ambos), la posibilidad de que los usuarios cambien de comercializador, hecho que se refleja en los precios de corto plazo.

4.3.3. Tendencia de los Precios de Mercado de Largo Plazo (f)

a) Comportamiento esperado del precio f en el tiempo

Tomando los valores de la Tabla 4-7 para usuarios domésticos y estableciendo el nivel de aversión al riesgo, se pueden hallar las tendencias de los precios de mercado de largo plazo, de modo similar a lo realizado en el contexto del mercado spot (p)

i) Para bajo grado de aversión al riesgo ($\lambda = 0.435636$)

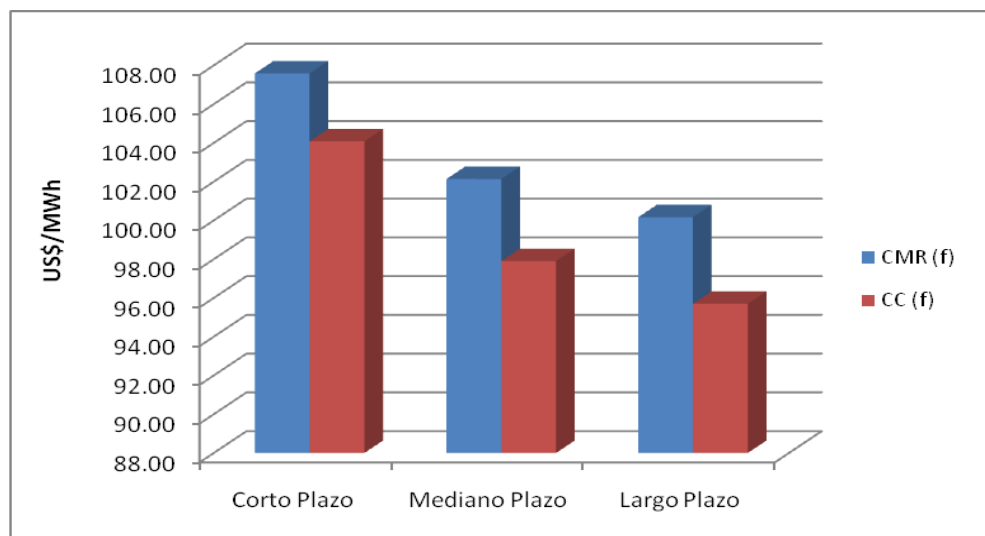


Figura 4- 11: Comportamiento de f en períodos de análisis, para bajo valor de λ .

ii) Para alto grado de aversión al riesgo ($\lambda = 4.36$)

Ante un nivel de aversión al riesgo bajo, el precio *forward* (f) de mercado de largo plazo, en escenario de comercialización regulada a cargo de un monopolio, es menor que el que se presenta en un escenario de competencia en comercialización. Pero, ante un grado de aversión alto, el comportamiento cambia en sentido inverso. Esto se explica porque ante la competencia los comercializadores para asegurar la permanencia de los usuarios en el largo plazo deben ofertar precios atractivos, aún si el riesgo del inversionista aumenta. La comparación de precios de comercialización en monopolio con comercialización en competencia que se realiza en el apartado d) aclara la influencia de la competencia.

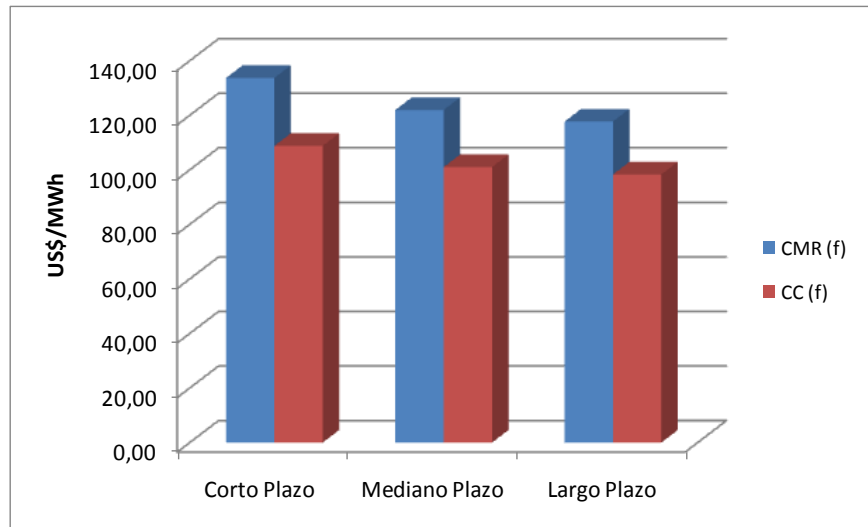


Figura 4- 12: Comportamiento de f en períodos de análisis, para alto valor de λ .

b) Evolución del precio *forward*, escenario de comercialización monopólica regulada.

Como se aprecia en la Figura 4-13, el precio de mercado de largo plazo, presenta el mismo comportamiento que el contexto del precio de plazo corto (p),

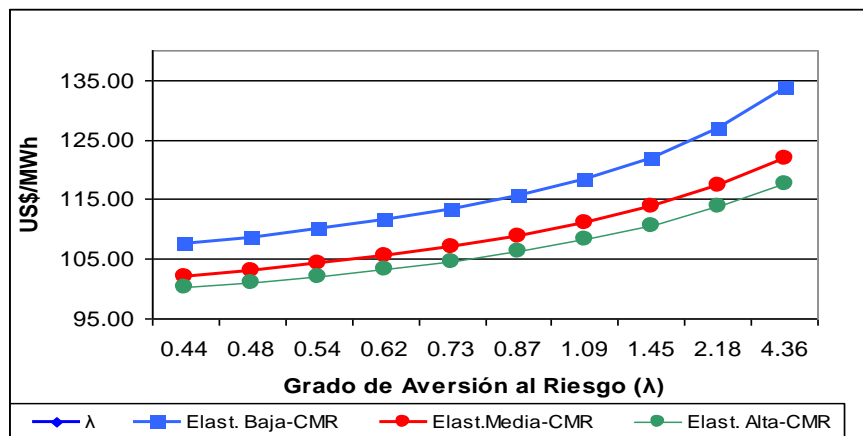


Figura 4- 13: Evolución esperada de precios *forward* en función de valores de λ , escenario comercialización ligada a la distribución monopólica (CMR).

Lo anterior es explicable porque en el escenario de monopolio regulado, la regulación de los precios suprime la fluctuación por diferencia entre precios spot y forward. Esto no significa que el riesgo se elimina, más bien quiere decir que el riesgo perturba tanto a los precios forward (f) como a los precios spot.

Si la demanda en el corto plazo tuviese una reacción más resuelta, es decir, si su elasticidad fuera “Alta”, se lograría una rebaja en los precios de hasta 13,57% como se aprecia en la Tabla 4-11.

Tabla 4- 11: Grado de disminución f de mediano plazo (Elasticidad media) y largo plazo (Elasticidad Alta) respecto al corto plazo (Elasticidad Baja), caso CMR

Nivel de Aversión al Riesgo	Elasticidad Media vs. Baja	Elasticidad Alta vs. Baja
0,522	5,33%	7,41%
0,517	5,43%	7,56%
0,512	5,56%	7,75%
0,506	5,73%	8,00%
0,499	5,95%	8,33%
0,491	6,26%	8,77%
0,482	6,68%	9,39%
0,472	7,28%	10,26%
0,460	8,19%	11,55%
0,446	9,63%	13,57%

c) Comportamiento del precio *forward* en escenario de comercialización competitiva (CC).

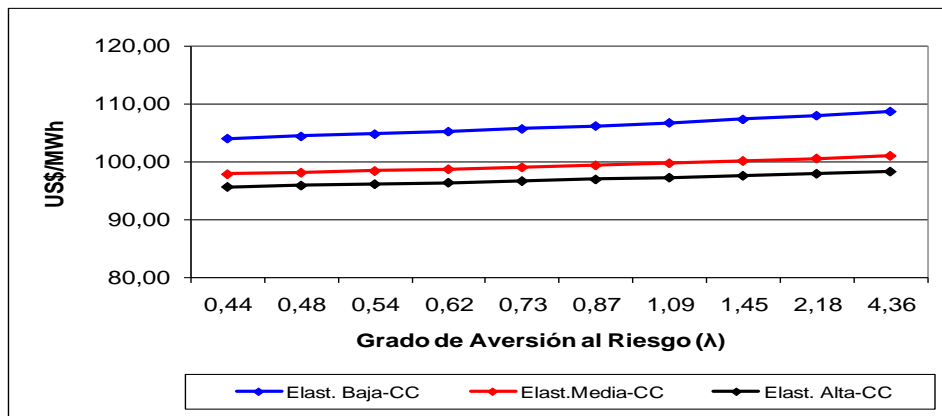


Figura 4- 14: Comportamiento esperado del precio de mercado de largo plazo con relación al valor de λ , en el escenario CC

Como en el caso previo, el precio de los contratos *forward* aumenta al incrementar los niveles de aversión al riesgo, como se muestra en la Figura 4-14.

Como se aprecia en la Tabla 4-12, la mayor elasticidad de la demanda tiene incidencia en la baja de precios *forward* en el corto plazo hasta en 10,65%.

Tabla 4- 12: Grado de disminución de los precios forward de mediano plazo (Elasticidad Media) y largo plazo (Elasticidad Alta) respecto al corto plazo (Elasticidad Baja). Caso: CC

Nivel de Aversión al Riesgo	Elasticidad Media vs. Baja	Elasticidad Alta vs. Baja
0.436	6.31%	8.76%
0.484	6.41%	8.89%
0.545	6.51%	9.04%
0.622	6.63%	9.20%
0.726	6.76%	9.38%
0.871	6.90%	9.58%
1.089	7.07%	9.80%
1.452	7.25%	10.05%
2.178	7.45%	10.33%
4.356	7.69%	10.65%

d) Comparación entre precios *forward* en escenarios de comercialización monopólica (CMR) y competitiva (CC).

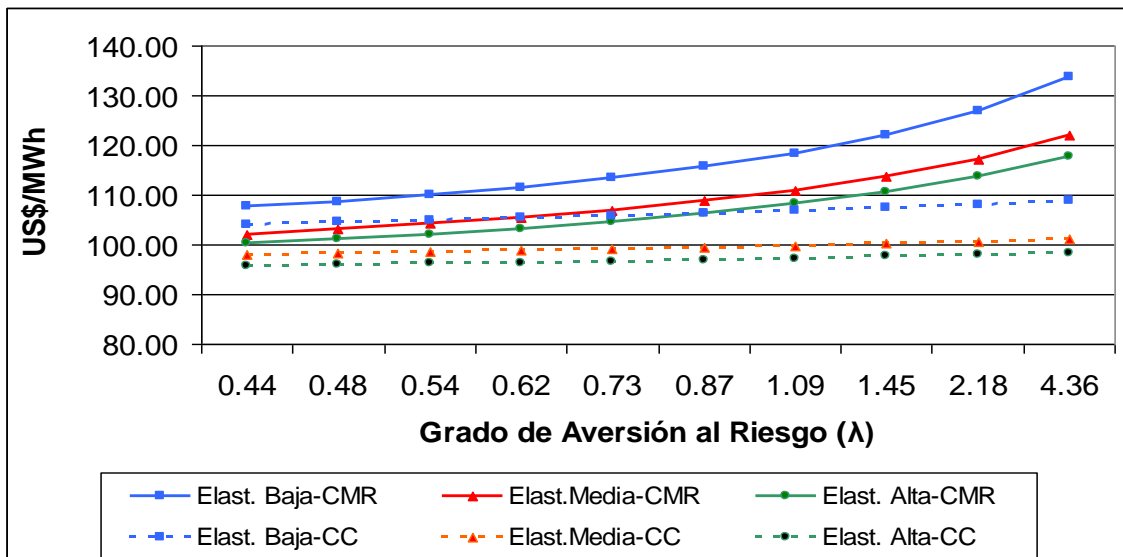


Figura 4- 15: Comportamiento de precios de mercado de largo plazo en escenarios CMR y CC para elasticidades Baja, Media y Alta.

La Figura 4-15 grafica el comportamiento del precio forward en escenario de comercialización monopólica regulada contra comercialización competitiva, para diferentes grados de aversión al riesgo.

La gráfica muestra tres rangos de elasticidades (Baja, Media, Alta) con lo cual se compara los esquemas de comercialización. Se aprecia que la comercialización pura logra precios de largo plazo más bajos que el escenario monopólico, contrario de lo que ocurre para el precio *spot* (p), en que el precio a cargo del distribuidor / comercializador, es continuamente menor que con comercialización minorista competitiva, sin importar el grado de aversión al riesgo.

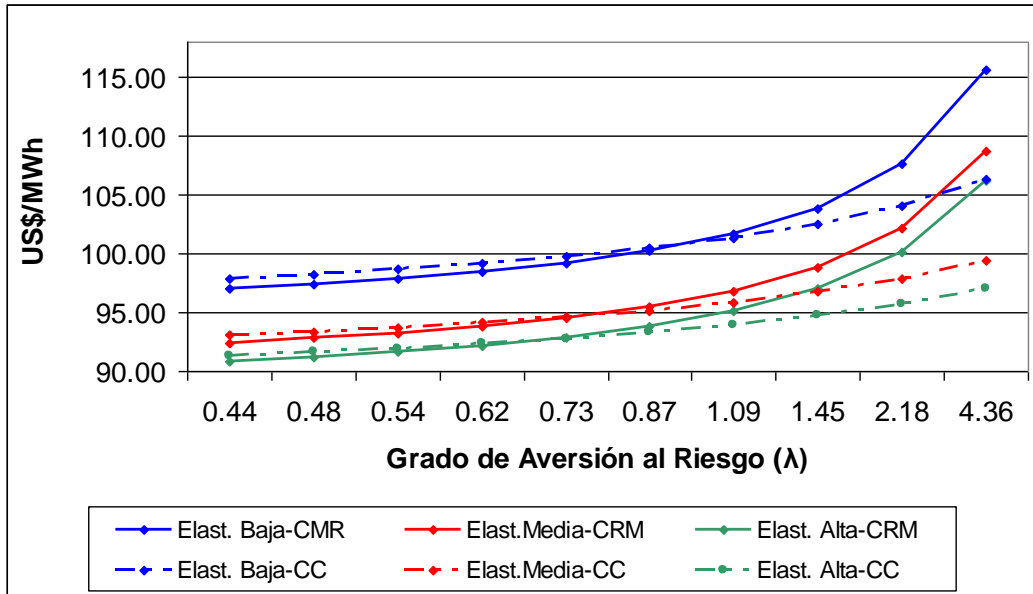


Figura 4- 16: Comportamiento de precios de mercado de largo plazo en escenarios CMR y CC para elasticidades Baja, Media y Alta.

La Figura 4-16 presenta lo mismo que la Figura 4-15 (volatilidad de época Anual: 1183,467 [US\$/MWh]²), pero con un valor menor de la varianza del precio *spot* de la época Baja (volatilidad de época Baja: 236,45 [US\$/MWh]², hidrología húmeda) El cambio de tendencia, no sólo es función del nivel de aversión al riesgo, además depende la variabilidad del precio *spot*.

Se observa, analizando ambas figuras, que la curva de comercialización monopólica regulada experimenta un cambio obedeciendo a los cambios en la varianza mientras la de comercialización competitiva se mantiene. Esto obedece a que los precios regulados del monopolio permiten, que la volatilidad de los precios se pueda trasladar siempre a los usuarios (los precios regulados se definen en base a costos, esto significa que, si el coste de la electricidad se incrementa, el precio regulado también se incrementará, no habiendo alicientes que motiven a los distribuidores / comercializadores a vender a precios más bajos) [LEMUS 2006].

Por el contrario, la comercialización competitiva exige a los comercializadores a conservar precios competitivos (sin depender de la volatilidad del precio) para conservar a sus clientes, debido a que éstos tienen siempre la opción de mudar de proveedor (razón por la cual las curvas C.C. no se modifican significativamente entre la Figura 4-15 y Figura 4-16).

4.3.4. Balance del precio ponderado promedio de mercado mayorista en escenarios de comercialización integrada a la distribución y en comercialización competitiva.

a) Comportamiento esperado del precio ponderado promedio de mercado mayorista en el tiempo.

De modo similar al patrón de investigación de p y f , seguidamente se presenta la tendencia esperada del precio promedio ponderado, estableciendo el grado de aversión al riesgo y suponiendo el comportamiento de la demanda similar a lo estimado por Galetovic *et al* [GALETOVIC ET AL 2005] para usuarios residenciales (ver Tabla 4-7).

i) Para bajo grado de aversión al riesgo ($\lambda = 0.435636$)

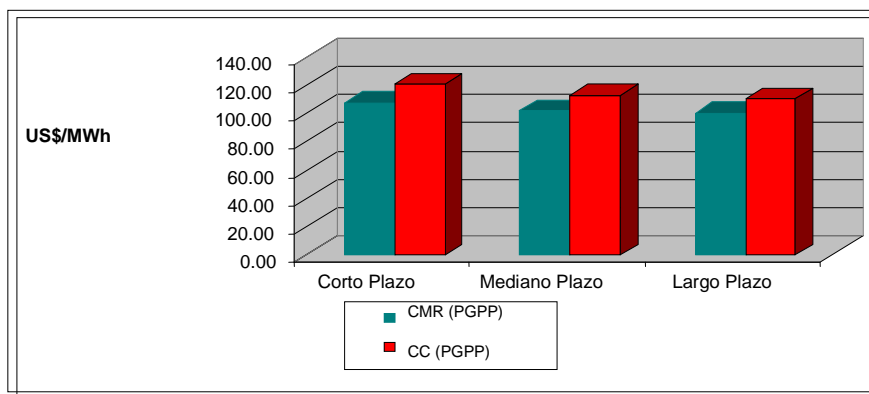


Figura 4- 17: Comportamiento de los precios ponderados de mercado mayorista en períodos de análisis, para bajo valor de λ

Aunque se observa una baja en el tiempo de los precios de comercialización integrada a la distribución y de la comercialización competitiva, esta última muestra precios más altos. Ello se debería a los volúmenes que en cada mercado, eligen los agentes originando la mayor preponderancia del precio del mercado de corto plazo que el precio de largo plazo sobre el precio ponderado promedio. [LEMUS 2006]

ii) Para alto nivel de aversión al riesgo ($\lambda = 4.356362$)

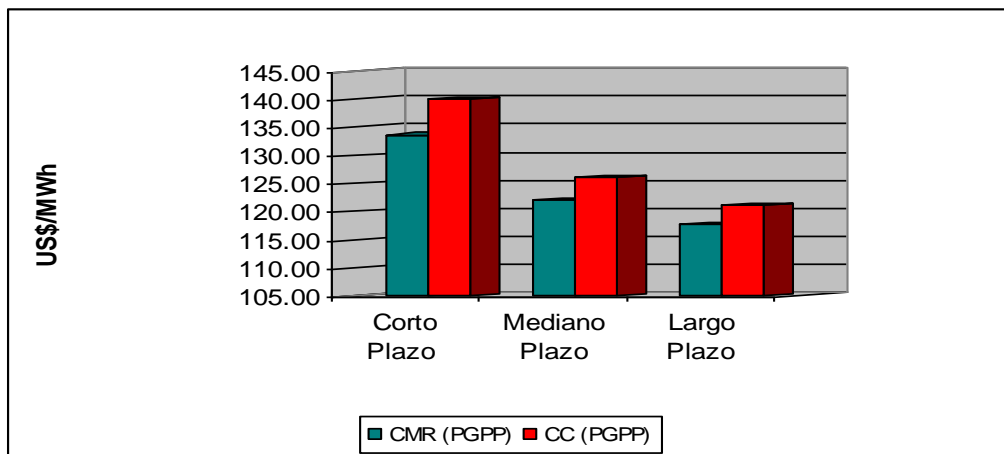


Figura 4- 18: Comportamiento de los precios ponderados promedio para mercados mayoristas según periodos de análisis, para alto valor de λ

b) Comportamiento de los precios promedios ponderados en escenario de comercialización monopólica regulada (CMR).

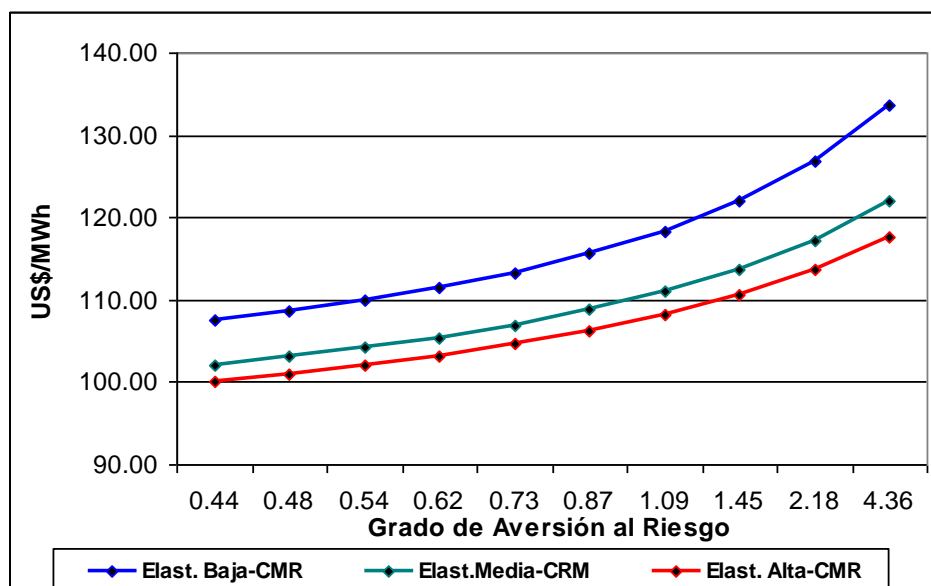


Figura 4- 19: Comportamiento esperado del precio ponderado promedio de mercado mayorista en función a valores de λ , escenario CMR.

Siguiendo la misma tendencia aislada de los precios p y f , en el escenario de comercialización ligada a la distribución (CMR) el comportamiento del precio ponderado promedio es similar, es decir se incrementa ante un aumento del nivel de aversión al riesgo y se reduce cuando la elasticidad de la demanda aumenta.

c) Evolución de precio promedio ponderado bajo comercialización competitiva (CC).

En el escenario de comercialización competitiva (Figura 4-20) se aprecia que los promedios ponderados de p y f , representados por los precios promedios ponderados para los mercados mayoristas, se reducen si la elasticidad de la demanda aumenta y crece con el incremento del nivel de aversión al riesgo. Esta deducción no era tan sencilla de pronosticar, debido a que independientemente p y f mostraron tendencias diferentes.

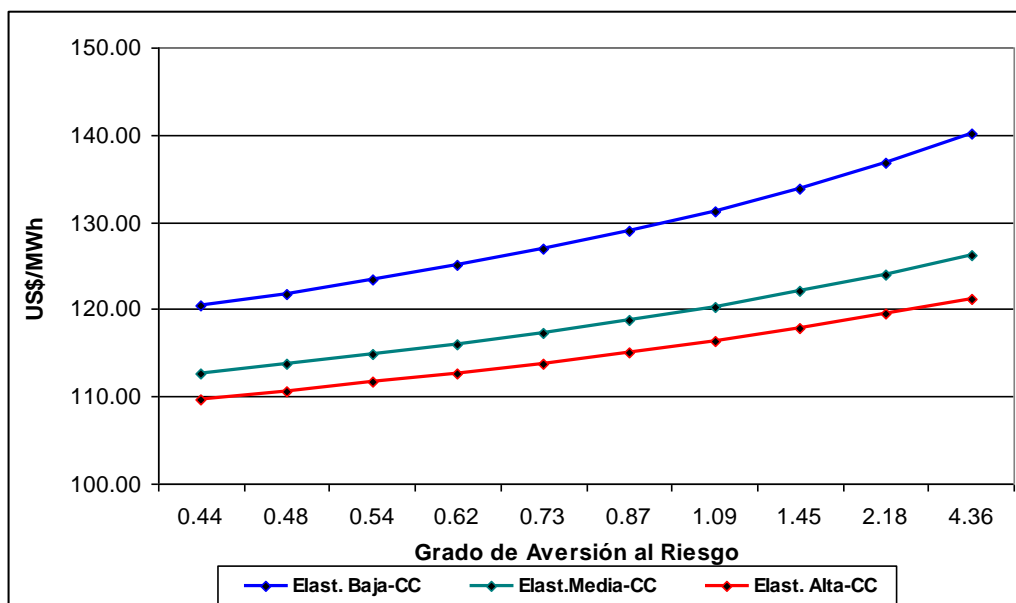


Figura 4- 20: Comportamiento esperado de los precios promedios ponderados de mercado mayorista según valores de λ , caso CC.

d) Comparación de precios promedios ponderados de mercados mayoristas en escenarios de comercialización monopólica regulada y competitiva.

Para el SEIN peruano, la Figura 4-21 presenta información elaborada sobre el precio ponderado promedio de los mercados mayoristas. Independientemente del nivel de aversión al riesgo, el precio ponderado promedio del escenario de comercialización competitiva permanece más alto que el escenario de comercialización regulada monopólica, ello se debe al mayor riesgo que afrontan los comercializadores ante una demanda cambiante, lo cual se manifiesta en los precios, efectuando una comparación a elasticidad constante.

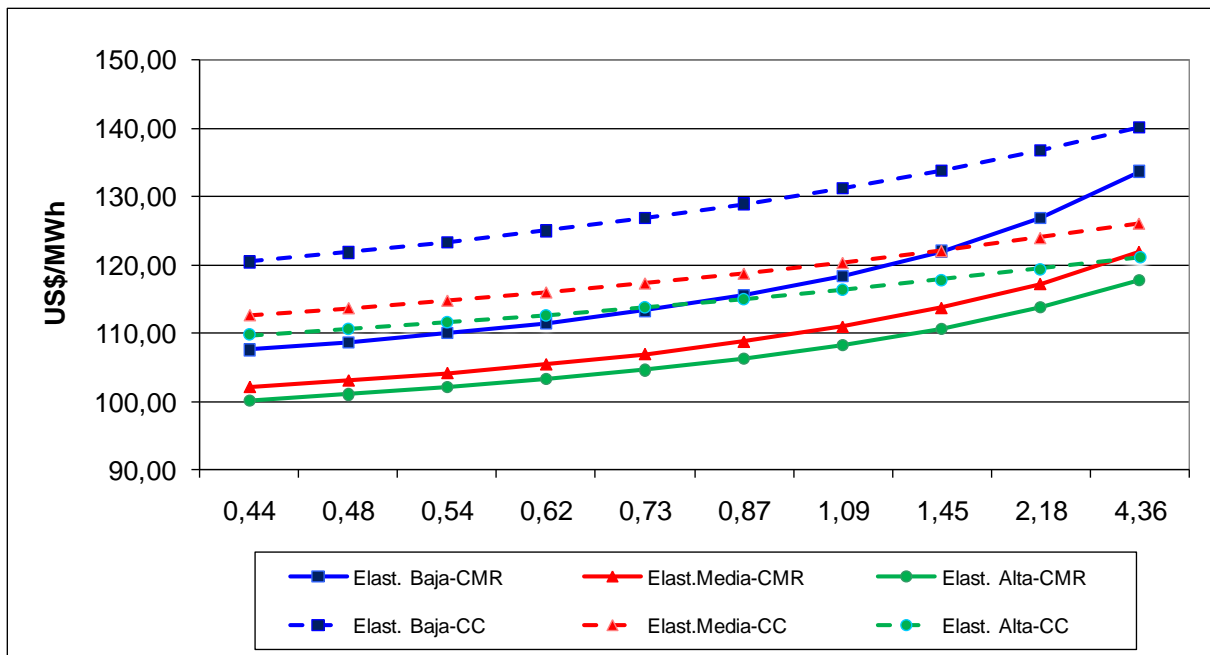


Figura 4- 21: Comportamiento del precio ponderado promedio para mercados mayoristas en escenarios en monopolio y competencia para distintas elasticidades.

Se consiguen similares tendencias, asumiendo elasticidad invariable, que las descritas por Green [GREEN 2003] y Lemus [LEMUS 2006] en que los precios promedios de mercados mayoristas son más bajos en escenario de comercialización monopólica regulada que en comercialización competitiva, haciendo el escenario de monopolio regulado socialmente más favorable. La Tabla 4-13 resume lo anteriormente señalado.

Tabla 4- 13: Valores de promedios ponderados de precio de mercado mayorista, para rangos mínimos y máximos de aversión al riesgo de acuerdo a elasticidad considerada.

Elasticidad considerada	Nivel de Aversión al Riesgo	Comercializador / Distribuidor Regulado	Comercialización en Competencia	Diferencias % CMR Vs. CC
Baja	0.4356362	107.587517	120.442739	11.95%
Baja	4.3563624	133.703968	140.171231	4.84%
Media	0.4356362	102.139887	112.655322	10.30%
Media	4.3563624	121.961800	126.140141	3.43%
Alta	0.4356362	100.167387	109.753068	9.57%
Alta	4.3563624	117.730899	121.203477	2.95%

4.4. Discusión del estudio de Green y nuevo análisis

Hasta este punto, los resultados obtenidos son concordantes con los obtenidos en primer término por Green [GREEN 2003] y Lemus [LEMUS 2006]. El análisis indica

que la comercialización libre a nivel minorista no es socialmente favorable, ya que originaría en promedio precios mayoristas más altos que un escenario de comercialización monopólica regulada integrada a la distribución.

Pero el análisis anterior no considera las características inherentes al comercializador. El comercializador puede lograr el cambio en el comportamiento de la demanda. En seguida, se introducirá la flexibilización de la demanda generada por la comercialización minorista pura que se verá reflejada por la elasticidad de la demanda al precio.

El escenario de comercialización regulada monopólica supone que el sector eléctrico atiende una demanda establecida. La demanda residencial en el corto plazo es menos elástica (o sea tiene poca reacción ante variaciones del precio) debido a la característica de servicio básico de la energía eléctrica y un incremento en su costo no logrará que a iniciativa propia los usuarios reduzcan su consumo de inmediato.

Por otro lado, los comercializadores competitivos pueden lograr cambios en el comportamiento de la demanda.

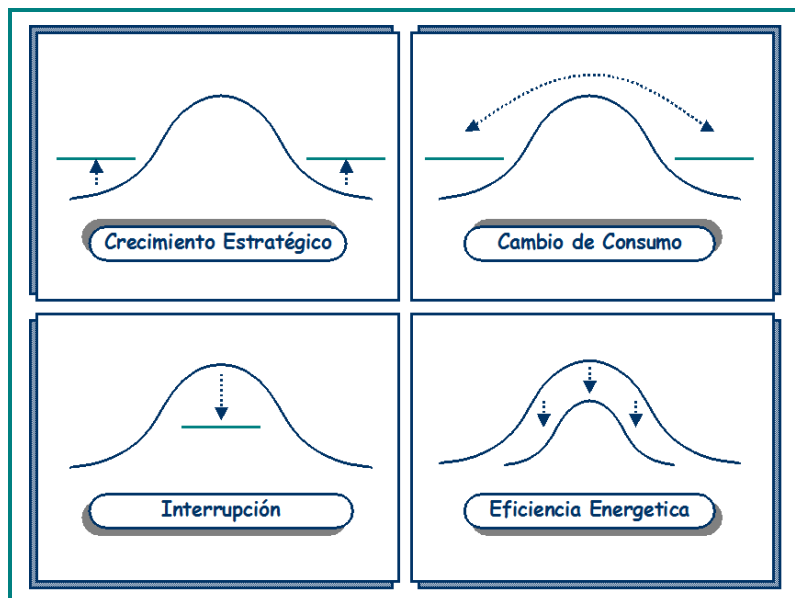


Figura 4- 22: Efectos del manejo por gestión de la demanda.

La gestión de la demanda eléctrica o manejo por el lado de la demanda (del inglés *Demand Side Management, DSM*) favorece a la sociedad y a los gobiernos para

abordar programas destinados a mejorar la eficiencia del uso de la energía y la protección del medio ambiente. De este modo, la presencia de un mercado minorista ayuda a que los programas que promueven la eficiencia se adecúen a las oportunidades que realmente tienen los consumidores de cooperar [FLORES 2003].

El manejo por el lado de la demanda puede ser clasificado en las siguientes cuatro categorías (Tabla 4-14):

Tabla 4- 14: Estrategias para el Manejo de la Demanda

Estrategia	Descripción
Crecimiento estratégico de consumo	Implica la creación de ventas adicionales de energía, con respecto a una hora y punto de consumo determinado
Cambio de consumo	Se logra por medio de incentivos de precio, tarifas diferenciadas o bien por medio de la percepción real del precio
Interrupción	Es la estrategia en que un número de clientes se desconecta en las horas de demanda máxima a cambio de compensaciones de la empresa distribuidora o generadora. Esta condición está estipulada en el contrato de suministro. Este tipo de gestión necesita de sistemas de comunicaciones y control entre el consumidor y el operador. En el mercado se realiza con grandes industrias y consumidores residenciales.[FLORES ET AL 2003]
Eficiencia Energética:	Involucra el uso eficiente de la energía por parte de los consumidores. Esto implica la modificación de sus equipamientos y hábitos de consumo favoreciendo la eficiencia del sistema de suministro y la propia eficiencia energética de sus procesos. Conocer mejor para qué se demanda electricidad y cómo se demandará en el futuro, aumenta sensiblemente las oportunidades de obtener mayor eficiencia energética.

4.5. Impacto de la incorporación del manejo de la demanda

Asumiendo que los comercializadores consiguen cambiar la curva de demanda, traducido en el paso de la elasticidad de la demanda de un valor “bajo” a otro “alto”, se realiza una evaluación del comportamiento de los precios de los mercados mayoristas. Se utilizan los valores especificados en la Tabla 4-7.

a) Impacto del manejo de la demanda en el precio *spot* (p).

La Figura 4-23 indica que se logra una baja sostenida del precio *spot* p , para el escenario de comercialización competitiva, con el aumento de la elasticidad de la demanda, el que no depende del nivel de aversión al riesgo.

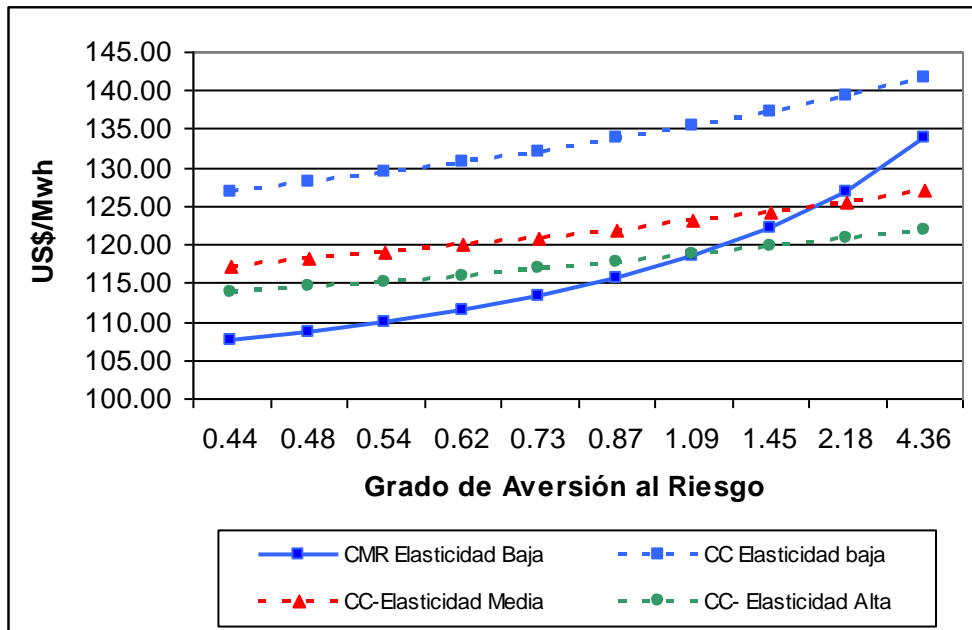


Figura 4- 23: Comportamiento del precio p entre CMR (Elasticidad Baja) y CC (Elasticidad Baja, Media y Alta).

Se lograrían precios socialmente más favorables, si los comercializadores competitivos consiguieran grados de elasticidad equivalentes a los de largo plazo del caso de monopolio regulado (con Alta Elasticidad) Tabla 4-11.

b) Impacto del manejo de la demanda en el precio de mercado *forward* (*f*).

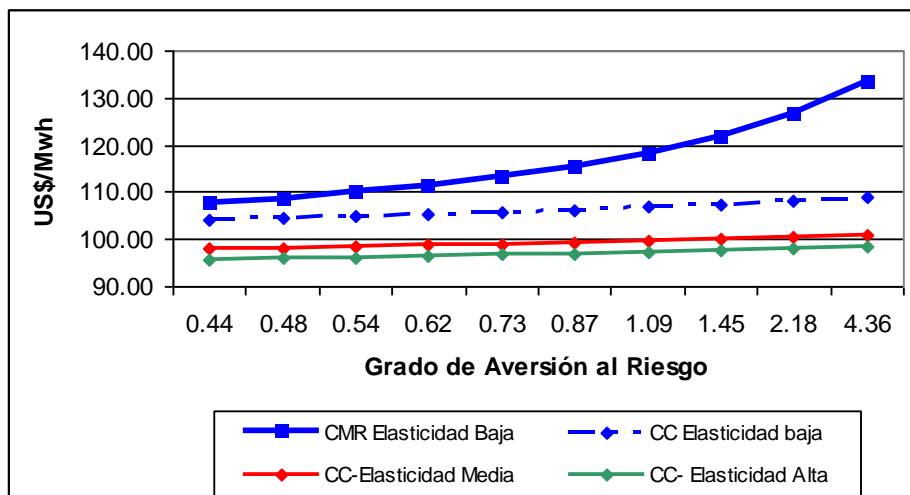


Figura 4- 24: Comportamiento del precio f entre CMR (Elasticidad Baja) y CC (Elasticidad Baja, Media y Alta).

Se origina una baja sostenida del precio del mercado de largo plazo f , en el escenario de comercialización competitiva, con el incremento de elasticidad de la demanda, no dependiendo del nivel de aversión al riesgo, como lo muestra la Figura 4-24

En contraste con el caso del precio spot, en este caso se observa que, inclusive para el caso de elasticidad baja, el precio bajo comercialización competitiva es más bajo que el precio en el contexto monopólico.

c) Impacto del manejo de la demanda en los precios ponderados promedio de los mercados mayoristas.

La Figura 4-25 muestra la misma tendencia que obtienen Green [GREEN 2003] y Lemus [LEMUS 2006] confrontando los precios ponderados promedio para mercados mayoristas con comercialización integrada a la distribución (CMR) contra comercialización competitiva (CC). Para un nivel de aversión al riesgo de 0,436, los precios en escenario competitivo resultan 11,95% más altos que los precios en comercialización monopólica; por otro lado, para mayor grado de aversión al riesgo (4,356), la diferencia baja a 4,84%. El gráfico refleja que los precios en escenario competitivo, son más caros que en monopolio regulado, indiferente de la actitud ante el riesgo de los actores.

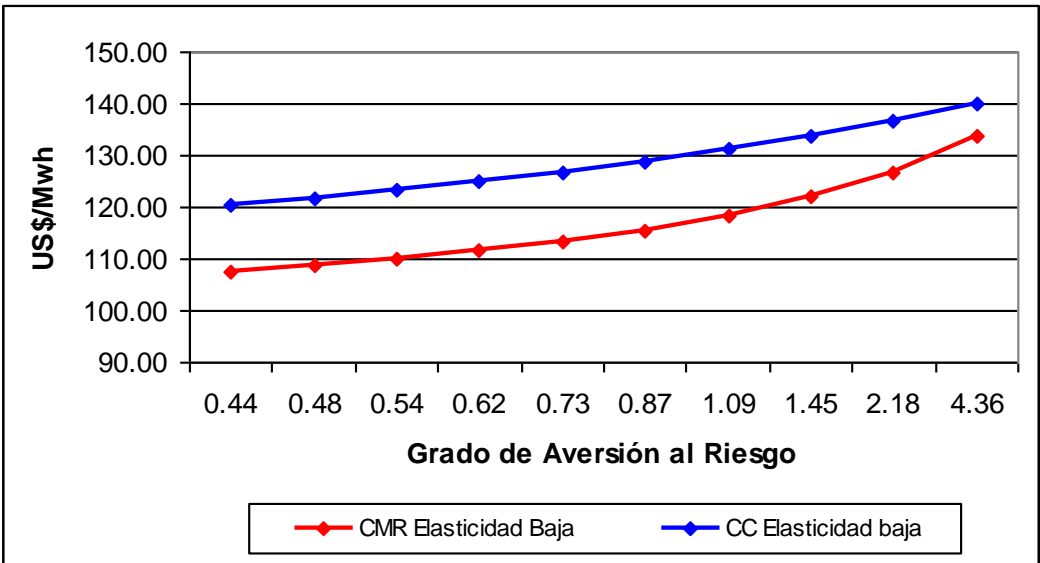


Figura 4- 25: Comportamiento precio ponderado promedio de mercado mayorista escenarios CMR (Elasticidad Baja) y CC (Elasticidad Baja).

Esta conclusión es idéntica a las conclusiones de Green [GREEN 2003] y Lemus [LEMUS 2006], considerando que la elasticidad de demanda que afrontan comercializadores monopólicos es idéntica para comercializadores competitivos.

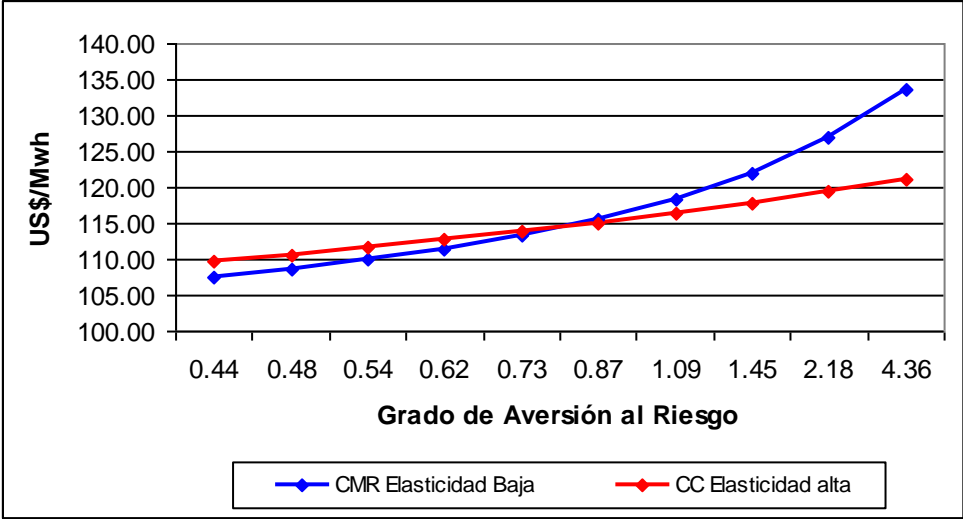


Figura 4- 26: Comportamiento de precio ponderado promedio para mercado mayorista escenarios CMR (Elasticidad Baja) y CC (Elasticidad Alta).

No obstante, lo que Green [GREEN 2003] no incluye en su estudio es el papel que los comercializadores pueden efectuar en la gestión de la demanda que posibilitaría cambiar la elasticidad del consumo. Comparando un potencial contexto en que los distribuidores / comercializadores monopólicos, en el corto plazo afrontan una demanda inelástica (con Elasticidad Baja) con un contexto similar en el que los comercializadores afrontarían una demanda con mayor elasticidad (Alta Elasticidad o de largo plazo para el escenario de monopolio a cargo del distribuidor / comercializador) se logra el cambio de la tendencia de la Figura 4-25.

En este contexto, los precios en comercialización competitiva son más bajos que en escenario de monopolio regulado entre 2,01% (para un nivel de aversión al riesgo con valor de 0,436) y de inclusive 9,35% (para un nivel de aversión al riesgo con valor de 4.356); para el mercado peruano se encuentra que los precios CC evolucionan de valores por encima de los precios CMR hasta un punto en que se interceptan las curvas y se invierten las tendencias, como se aprecia en la Figura 4-26

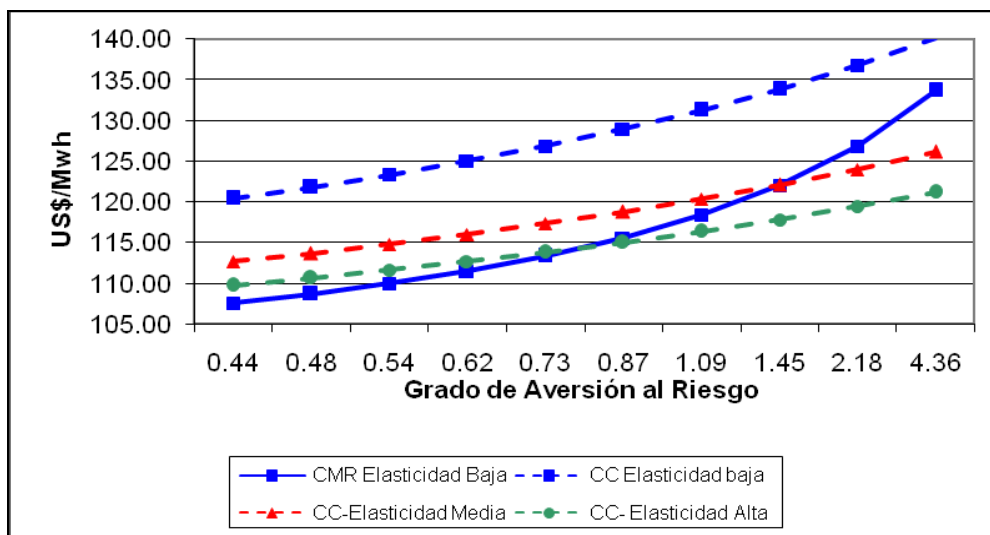


Figura 4- 27: Comportamiento de precios ponderados promedio para mercado mayorista escenario CC de acuerdo a elasticidad en relación a CMR de plazo corto (de baja elasticidad).

El comportamiento del ponderado promedio de precios para mercado mayorista en el contexto de comercialización competitiva tomando en consideración la incidencia de la elasticidad de la demanda se aprecia en la Figura 4-27. Inclusive a nivel de Elasticidad Media el escenario de comercialización competitiva ya exhibe precios mayoristas socialmente más favorables que el contexto de comercialización monopólica regulada.

Como corolario, los resultados que se pueden alcanzar, considerando los rangos de elasticidad ya señalados, se presentan en la Tabla 4-15.

Tabla 4- 15: Diferencias porcentuales de promedios ponderados de los precios de mercado mayorista en escenarios de CMR con relación a CC.

Grado de Aversión al Riesgo	CMR Elasticidad Baja	CC Elasticidad Alta	Diferencia % CMR Vs CC
0.43564	107.59	109.75	2.01%
0.48404	108.69	110.66	1.81%
0.54455	109.98	111.63	1.50%
0.62234	111.50	112.68	1.05%
0.72606	113.33	113.81	0.42%
0.87127	115.58	115.04	-0.46%
1.08909	118.39	116.38	-1.69%
1.45212	122.02	117.84	-3.42%
2.17818	126.87	119.45	-5.85%
4.35636	133.70	121.20	-9.35%

El presente análisis asume que la introducción de comercialización competitiva logra un cambio en la curva de demanda respecto a la curva equivalente que afrontan los distribuidores / comercializadores, reflejado en su pendiente. En la Figura 4-28 se aprecia la curva de demanda que afronta el distribuidor / comercializador D_0 y la curva D_1 que logra el comercializador a través de su gestión de la demanda, lo que posibilita hallar el equilibrio de *Cournot* de la comercialización en escenario competitivo.

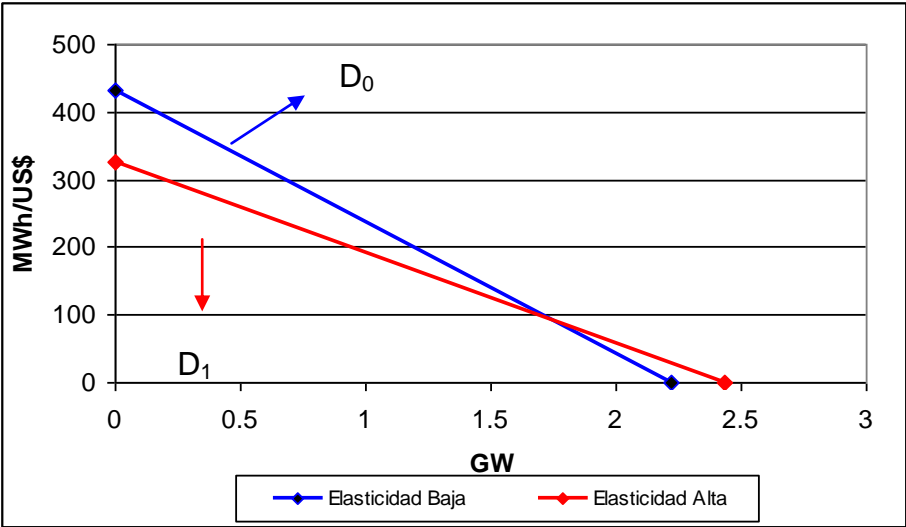


Figura 4- 28: Curvas de demanda para distintos niveles de elasticidad.

En tal virtud, el equilibrio para CMR se encuentra en la curva D_0 y en la curva D_1 para CC. Confrontando, CC resulta con precios más bajos.

5. Conclusiones y Recomendaciones

5.1. Conclusiones

- 5.1.1 La comparación del escenario actual del sector eléctrico peruano, en el que la comercialización está integrada a la distribución versus el escenario supuesto de comercialización competitiva, sin considerar el efecto del manejo de la demanda que logra cambios en la elasticidad de la demanda, arroja que los precios mayoristas de la comercialización monopólica sujeta a regulación, son menores que el contexto de comercialización competitiva (Tabla 4-13). Un siguiente análisis que incluye el impacto del papel del comercializador en el cambio de la elasticidad de la demanda, revierte la situación anterior a favor de la comercialización competitiva. Se logran precios competitivos menores hasta en 9.35 % que los precios del monopolio regulado (Tabla 4 -15), si el agente comercializador efectúa un manejo adecuado de la demanda.
- 5.1.2 Se ha verificado que es viable construir un modelo matemático ad hoc para el caso peruano, que permita estimar los efectos de la introducción de la comercialización. Se resalta el desarrollo de una formulación matemática general, que ha sido probada para $n=2$ (Simulación del caso de Inglaterra y Gales), $n= 3$ (Simulación del modelo chileno) y $n=4$ (Caso Peruano, siendo factible la utilización del modelo para el análisis de mercados eléctricos de similares características a las mencionadas. Aunque el modelo se desarrolló en base a elasticidades residenciales, se pueden extender las tendencias obtenidas a los consumidores industriales que tienen una demanda más sensible al precio.
- 5.1.3 El modelo desarrollado, contribuye con aportes importantes respecto de los modelos presentado por Green [GREEN 2003] y por Lemus [LEMUS 2006], ya que modela un mercado con mayor número de agentes participantes que el caso de Inglaterra y Gales (2 jugadores) y que el caso Chile (3 jugadores) a 4 jugadores y presenta una formulación general que permite el análisis de mercados eléctricos de n participantes.

- 5.1.4 El modelo desarrollado ha permitido simular la misma situación analizada por Green para el caso de Inglaterra y Gales. Manteniendo los parámetros originales del análisis de Green y para un mercado con 4 participantes (jugadores) se obtuvo que la tendencia de precios regulados inicialmente socialmente atractivos (duopolio), se invierte, resultando en este escenario (04 jugadores) los precios competitivos menores que los precios regulados, aún sin considerar el efecto de la elasticidad de la demanda que introducen los comercializadores. Esto concuerda con la tendencia actual del mercado inglés, que ha dejado de ser un monopolio para convertirse en un mercado con numerosos participantes, constituyéndose en un mercado poco concentrado y altamente competitivo.
- 5.1.5 El modelo desarrollado ha permitido simular también la misma situación analizada por Lemus para el caso de Chile. Manteniendo los parámetros originales del análisis primigenio y para un mercado con 3 participantes (jugadores) se obtuvo similares resultados a los obtenidos en el referido estudio.
- 5.1.6 De la revisión de la experiencia internacional, se concluye que en aquellos países en que la comercialización se desarrolla favorablemente, el Estado supervisa y fomenta la competencia, promueve la liquidez y el desarrollo de los mercados, regula el transporte y la distribución permitiendo el libre acceso a estas redes y propicia la introducción por etapas de la comercialización minorista.

5.2. Recomendaciones

- 5.2.1 Efectuar el análisis del comportamiento del mercado eléctrico peruano, ante el incremento de participantes (jugadores) en el mercado mayorista, casos $n=5$, $n=6$, etc. para determinar la cantidad que permite que el mercado se torne altamente competitivo y se obtengan precios competitivos mayoristas y minoristas más convenientes.

5.2.2 Desarrollar un análisis de indicadores de elasticidad de la demanda del Mercado Eléctrico peruano, que permita refinar los resultados obtenidos, con parámetros de Galetovic, en el presente estudio.

5.2.3 Desarrollar un modelo que considere el efecto de los embalses.

BIBLIOGRAFÍA

DAMMERT ALFREDO, GARCÍA CARPIO RAÚL, MOLINELLI FIORELLA. (2008). **Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico**. Lima: Fondo Editorial Pontificia Universidad Católica del Perú. [DAMMERT EL AL 2008]

BARQUÍN, J., VÁZQUEZ, M. **Cournot equilibrium calculation in power networks: an optimization in approach with price response computation**, en IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 2, pp. 317-326. IEEE Power & Energy Society, Madrid, Mayo de 2008. [BARQUIN Y VASQUEZ 2008].

BARQUÍN, J., **La Regulación de Libre Mercado, Generación y Mercado Mayorista**, CEDDET, UPCO, DGPEM, Curso La Regulación del Sector Eléctrico / Módulo 4, Universidad Pontificia de Comillas, Madrid s/f [BARQUIN S/F]

BEATO BLANCO P. “**La liberalización del Sector Eléctrico en España ¿Un proceso Incompleto o frustrado?**” Revista ICE, 75 Años de Política Económica Española, N° 826, ICE, España, Noviembre 2005 [BLANCO 2005]

BERNSTEIN, S. “**Competition, Marginal Cost Tariffs, and Spot Pricing in the Chilean Electric Power Sector**”. Energy Policy, vol. 16, iss. 4, pp. 369-3771. National Energy Commission, Santiago, Chile, August 1988. [BERNSTEIN 1998]

Bompard, E., Lu, W., Napoli, R., “**Network constraint impacts on the competitive electricity markets under supply-side strategic bidding**”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 1, pp. 160-170 IEEE, Power & Energy Society, Torino, Turin, Italy, Feb., 2006 [BOMPARD Y NAPOLI 2006]

Bompard, E., Ma, Y., Ragazzi, E., “**Micro-economic analysis of the physical constrained markets: game theory application to competitive electricity markets**”, 2006. Disponible en <http://www.hermesricerche.it/> [BOMPARD ET AL 2006]

CABEZAS PATRICIO, FIGUEROA GABRIEL. **Trading y Comercialización en el Mercado Eléctrico**. [En línea].Chile. Pontificia Universidad Católica de Chile

Escuela de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica. S/f. ICS-3312
MERCADOS ELÉCTRICOS. Disponible en:

<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno%2000/comercializa/comercializadores.htm>

[CABEZAS 2000]

CABRAL L. (2000) **Introduction to Industrial Organization** The MIT Press.

[CABRAL 2000]

Caldera Muñoz Enrique, **El Proceso de Desregulación Eléctrica**, disponible en:

<http://ierd.prd.org.mx/publi/EC1.pdf> [CALDERA S/F]

CALLEJON MARIA (coordinadora), GERMÁ BEL, MARIA TERESA COSTA, AGUSTI SEGARRA (2001). **Economía Industrial**. Madrid (España). EDIVOC. [CALLEJÓN ET AL 2001]

Confederación Española de Organizaciones de Amas de Casa, Consumidores y Usuarios CEACCU. **“El Suministro Eléctrico en el Mercado Liberalizado, Breve Guía para el Consumidor Doméstico”** [En línea] [Madrid, España] Ministerio de Sanidad y Consumo, Octubre 2010[citado abril 22, 2011]. Disponible en:

<http://www.omicsantapola.com/Archivos/GuiasUtiles/G28.PDF> [CEACCU 2009]

CONEJO, A.J., CONTRERAS, J., ESPÍNOLA, R., PLAZAS, M. A., **“Forecasting Electricity Prices for a day-ahead pool-based Electric Energy Market”**, Elsevier, Vol. 21, No. 3, pp. 435-462, International Journal of Forecasting, Amsterdam, Holanda, Jul- Sep. 2005, [CONEJO ET AL 2005]

COMISIÓN MEM-OSINERG Creada por Ley N° 28447, **Libro Blanco: “Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”**, Ministerio de Energía y Minas, Osinergmin, Lima Agosto de 2005. [COMI 2005]

CONTRERAS, J., ESPÍNOLA, R., NOGALES, F. , CONEJO, A. J., **“ARIMA Models to predict next-day electricity prices”**, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 3, pp. 1014-1020, Power & Energy Society, Madrid, España, Aug., 2003. [CONTRERAS ET AL 2003]

Comisión Nacional de Energía; Agencia Española de Cooperación Internacional; Fundación CEDET “**Mercados Regionales de Energía**”. Módulo 1: El Concepto de Mercados Regionales: Ventajas y Obstáculos Para Su Desarrollo, Comisión Nacional de Energía, España, s/f [CNE S/F]

Comisión Nacional de Energía (CNE), “**Análisis de las ofertas públicas de suministro de gas y electricidad, para los consumidores en el mercado liberalizado. Periodo analizado: período del 3 al 9 de mayo de 2010**”, Dirección de Gas Dirección de Energía Eléctrica, España, 27 de mayo de 2010, disponible en: www.cne.es/.../publicaciones/Mm_OfertasGAS-ELE_Mayo2010V3.pdf [CNE 2010 a]

Comisión Nacional de Energía (CNE) “**Informe de Supervisión del Mercado Minorista de Electricidad julio 2009 – junio 2010**” Comisión Nacional de Energía (CNE) Dirección de Energía Eléctrica, España 5 - Noviembre-2010, disponible en: www.ariae.org/download/cursos/viii_edicion...2010/.../PDF%20N25.PDF [CNE 2010b]

Comisión Nacional de Energía (CNE), “**El Tercer Paquete de Medidas para el Mercado Interior de la Energía**” CD Informativo, CNE, España, diciembre de 2010, disponible en: http://www.cne.es/cne/descarga/cd_navidad_2010/CNE_2010.pdf [CNE 2010c]

CREG (2007) **Esquema de Comercialización Minorista para el Sector Eléctrico**, Documento CREG-044, Junio 28 de 2007 [CREG 2007]

CRESPO CUARESMA, J., HLOUSKOVA, J., KOSSMEIER, S., OBERSTEINER, M., “**Forecasting electricity spot-prices using linear univariate time series models**”, Applied Energy, Vol. 77, No. 1, pp. 87-106, ELSEVIER, Viena, Austria, Enero, 2004, [CRESPO ET AL 2004]

DAY, C. J., HOBBS, B. F., PANG, J.-S., “**Oligopolistic competition in power networks: a conjectured supply function approach**”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 3, pp. 597-607, Power Engineering Society, Seattle, WA, USA, Agosto, 2002 [DAY ET AL 2002]

DAVID, A. K., WEN, F., “**Strategic bidding in competitive electricity markets: a literature survey**”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol 4, pp. 2168- 2173, Seattle, WA, USA, 20 jul 2000 [DAVID Y WEN 2000]

DE LA CAL ENRIQUE A, SÁNCHEZ RAMOS LUCIANO, “**Detección de situaciones de colusión en el mercado de generación eléctrica español mediante algoritmos genéticos**”, IV Congreso Español sobre Metaheurísticas, Algoritmos Evolutivos y Bioinspirados, MAEB2005 577, pp.573-580, Universidad de Oviedo, Granada, España, 16 setiembre de 2005, [DE LA CAL Y SANCHEZ 2005]

DE LA TORRE, S., CONEJO, A. J., CONTRERAS, J., “**Finding Multiperiod Nash Equilibria in Pool-Based Electricity Markets**”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 1, pp. 643-65, España, Feb., 2004 [DE LA TORRE ET AL 2004]

Decreto Ley N° 25844 “**Ley de Concesiones Eléctricas**”, Noviembre 1992 [DECLCE 1992]

Decreto Supremo N° 009-93-EM, “**Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**”, Febrero 1993 [DEC 1993]

Decreto Supremo N° 020-97-EM, “**Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos**” Octubre 1997. [DEC 1997]

Decreto Supremo N° 017-98-ITINCI “**Aprueban Reglamento de la Ley Antimonopolio y Anti oligopolio del Sector Eléctrico**” (1988-10-16) [DEC 1998]

Decreto Supremo N° 022-2009-EM “**Aprueba el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad**” [DEC 2009]

DOCUMENTO PROMOTOR; Ministerio de energía y minas “**PERÚ sector eléctrico 2009**” [SECEL 2009].

DURBAN RAFAEL, **“La Supervisión y Control del Suministro: Indicadores Eficientes”**; Ariae, Comisión Nacional de Energía (CNE), Cartagena de Indias, Colombia, 22 al 26 de Noviembre de 2010 [DURBAN 2010]

DURBAN R. y GOMEZ R. **“El Proceso de Liberalización de los Mercados de Electricidad y Gas Natural, Las Opciones de Suministro y los Consumidores 1995- 2005”** Publicación de la Comisión Nacional de Energía (CNE), España, 27 de Diciembre de 2005 [DURBAN y GOMEZ 2005]

FERNÁNDEZ PÉREZ JOSÉ CARLOS (2002). **Análisis y Evaluación de Mercados Eléctricos Liberalizados a Escala Nacional**. Madrid. Universidad Pontificia Comillas [FERNÁNDEZ 2002]

FERNÁNDEZ-VILLADANGOS, LAURA **“Una Panorámica Sobre La Estructura del Mercado Eléctrico en España: Resultados y Retos”** Revista Aragonesa de Administración Pública Nº 34, págs. 305-324, España, 2009 [FERNÁNDEZ 2009]

Ferrero, R. W., Shahidehpour, M., Ramesh, V. C., **Transaction analysis in deregulated power systems using game theory.**, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, Aug., 1997, pp. 1340-1347.[FERRERO ET AL 1997]

FLORES RICARDO. (2003). **Propuesta de Implementación de un mercado minorista de energía en el sector eléctrico chileno**. Memoria de Título. Santiago de Chile: Universidad de Chile [FLORES 2003]

FLORES R., PALMA R **“Mercados Minoristas de Energía Propuesta de Implementación en el Sector Eléctrico Chileno”**, Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2003 [FLORES Y PALMA 2003].

GALETOVIC A. **“Integración Vertical en el Sector Eléctrico: Una Guía para el Usuario”**. Estudios Públicos Nº91, Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2003 [GALETOVIC 2003]

GARCÍA ALCALDE, A., VENTOSA, M., RIVIER, M., RAMOS, A., RELAÑO, G., **“Fitting electricity market models. A conjectural variations approach”**, 14th PSCC, Session 12, Paper 3, 24-28, Pontificia Universidad Comillas, Sevilla, España, 24-28 Junio 2002 [GARCIA ET AL 2002].

GARCIA, R. C., CONTRERAS, J., VAN AKKEREN, M., GARCIA, J. B. C., **“A GARCH Forecasting model to predict day-ahead electricity prices”**, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, , pp. 867-874, IEEE Power & Energy Society ,Berlin, Alemania, 02 de Mayo, 2005 [GARCIA ET AL 2005]

GAO, F., GUAN, X., CAO, X. R., PAPALEXOPOULOS, A., **“Forecasting power market clearing price and quantity using a neural network method”**., IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 4, pp. 2183-2188, Power Engineering Society, Seattle, WA , USA, 20 de Julio 2000[GAO ET AL 2000]

GARCIA, R. C., CONTRERAS, J., VAN AKKEREN, M., GARCIA, J. B. C., **A GARCH “Forecasting model to predict day-ahead electricity prices”**, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, pp. 867-874, Mayo, 2005 [GARCÍA ET AL 2005)

GONZÁLES GARCÍA ALEZEIA (2006), **“Revisión de la Regulación del Mercado Minorista de Electricidad para una Liberalización Completa”** Madrid: Universidad Pontificia Comillas [GONZÁLES 2006]

GOMEZ T. **“Mercados Eléctricos y Desarrollo Sostenible”** Revista Anales de Mecánica y Electricidad La Energía en el Nuevo Milenio. Foro de Reflexión, N° 27 organizado por Xacobeo’99 y el Club Español de la Energía, Santiago de Compostela, España, 19 y 20 de Noviembre de 1999 [GÓMEZ 1999]

GREEN, R. J., NEWBERY D. M., **“Competition in the British Electricity Spot Market”**, The Journal of Political Economy, Vol. 100, No. 5, pp. 929-953, *The University of Chicago Press*. Cambridge, Reino Unido, Oct., 1992 [GREEN Y NEWBERY 1992]

GREEN R. "**Retail Competition and Electricity Contracts**". Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0406, CMI Working Paper 33. University of Cambridge and MIT, Cambridge, Reino Unido, Diciembre 2003[GREEN 2003]

GRINOLD R. "**Domestic grapes from imported wine**". Journal of portfolio management, Vol. 26 special issue, diciembre 1996 [GRINOLD 1996]

Guo, J.-J, Luh, P.,B., "**Selecting input factors for clusters of Gaussian radial basis function networks to improve market clearing price prediction**", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2, pp. 665-672, Taiwan, Mayo, 2003[GUO Y LUH 2003].

Hasan, E., Galiana, F. D., Conejo, A. J., "**Electricity markets cleared by merit order-Part I: finding the market outcomes supported by pure strategy Nash equilibria**", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 2, pp. 361-371, Mayo, 2008 [HASAN ET AL 2008]

HERNANDEZ SAMPIERI, ROBERTO FERNANDEZ COLLADO, CARLOS Y BAPTISTA LUCIO PILAR (2006) . **Metodología de la Investigación**. México D.F.: Mc Graw Hill [HERNANDEZ ET AL 2006]

HAO, S., A "**Study of basic bidding strategy in clearing pricing auctions**", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 3, pp. 975-980, Aug., 2000[HAO 2000]

Hobbs, B. F., "**Linear complementary models of Nash-Cournot competition in bilateral and POOLCO power markets**", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 2, pp. 194-202, May., 2001[HOBBS 2001]

Hong, Y.-Y., Hsiao, C.-Y., "**Locational marginal price forecasting in deregulated electricity markets using artificial intelligence**", IEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution, Vol. 149, No. 5, pp. 621-626, Sep., 2002[HONG Y HSIAO 2002].

HUGH RUDNICK V. FELIPE GARCÍA V.JUAN-PABLO MEYER C,"**El Mercado Eléctrico Inglés desde su Desregulación Hasta Nuestros Días**", Mercados

Eléctricos, IEE3372, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1999 [RUDNICK ET AL 1999]

ISA, página electrónica Servicios de Información [Oct. 09 - Oct. 16 de 2002] Isa.com 431; “Cultura de Mercado”, Servicios de Información, Isa.com 431, http://www2.isa.com.co/gmem/servicios_informacion/servicios_virtuales/capitulo3/isa.com/FR431_16/imprimir-isacom.htm ISA, Colombia, Oct. 09 - Oct. 16 de 2002 [ISA 2002]

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2001) **Competition in Electricity Markets**. París: JOUVE [IEA 2001]

JIMENEZ R., MOCÁRQUER S. “**Comercialización en el Mercado Eléctrico**”, Mercados Eléctricos, s/n, Pontificia Universidad Católica de Chile, Facultad de Ingeniería Departamento de Ingeniería Eléctrica, Chile, Junio 2001 [JIMENEZ y MOCARQUER 2001]

Kim, C., Yu, I.-K., Song, Y. H., “**Prediction of system marginal price of electricity using wavelet transform analysis**”, Energy Conversion and Management, Vol. 43, No. 14, , pp. 1839-1851, Sep., 2002.[KIM ET AL 2002].

KIRSCHEN DANIEL Y STRBAC GORAN. (2006). **Fundamentals of Power System Economics**. West Sussex: John Wiley & Sons, Ltd. [KIRSCHEN Y STRBAC 2003].

Klemperer, P. D., Meyer, M. A., “**Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty**”, Econometría, Vol. 57, No. 6, pp. 1243-1277, Nov., 1989 [KLEMPERER Y MEYER 1989].

Lamont, J.W., Rajan, S., “**Strategic bidding in an energy brokerage**”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 4, pp. 1729-1733, Nov., 1997 [LAMONT Y RAJAN 1997]

LEIGH TESFATSION (2008). “**Game Theory: Basic Concepts and Terminology**” [LEIGH 2008].

LEIGH TEFATSION (2009) “**Auction Basics for Wholesale Power Markets: Objectives and Pricing Rules**”, Paper (tesfatsi@iastate.edu), Economics Department, Iowa State University, Ames, IA 50011-1070 USA [LEIGH 2009].

LEMUS MANZUR, CRISTINA LORETO. (2006). **El Comercializador como Agente de Competencia en el Mercado Eléctrico Chileno**. Tesis para optar el grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile [LEMUS 2006]

Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. 24 de Julio de 2006 [LDEG2006]

LI, G., LIU, C.-C., LAWARRÉE, J., GALLANTI, M., VENTURINI, A., “**State-of the- art of electricity price forecasting**”, International Symposium CIGRE/IEEE PES, pp. 110-119, 2005, [LI ET AL 2005]

LIVIK K. “**From passive consumer to active customer**”, Power Engineering Society Winter Meeting, N° 6657174, Power Engineering Society IEEE, Sweden, 27 enero 2000 [LIVIK 2000].

LONDOÑO HERNÁNDEZ, SANDRA MILENA Y LOZANO MONCADA, CARLOS ARTURO “**Revisión de Herramientas Aplicadas al Modelamiento de Mercados de Electricidad**”, Revista Ingeniería e Investigación Vol. 29 No. 3, (67-73), Diciembre De 2009 [LONDOÑO ET AL 2009].

LÓPEZ DE HARO, S., SÁNCHEZ MARTÍN, P., DE LA HOZ ARDIZ, J. E., FERNÁNDEZ CARO, J., “**Estimating conjectural variations for electricity market models**”, European Journal of Operational Research, Vol. 181, No. 3, pp. 1322-1338, Sep., 2007 [LOPEZ DE HARO ET AL 2007]

LU, X., DONG, Z. Y., LI, X., “**Electricity market price spike forecast with data mining techniques**”, Electric Power Systems Research, Vol.73, No. 1, , pp. 19-29, Jan., 2005 [LU ET AL 2005]

MILLÁN NAVARRO ROCÍO. (1996). **Los Mercados de Futuros de Electricidad**. Sevilla: Endesa distribución Eléctrica [MILLÁN 1996]

MORENO R. (2005) **Licitaciones de Energía Eléctrica**. Tesis de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile. [MORENO 2005].

MUÑOZ C. (1998). **Como Elaborar y Asesorar una Investigación de Tesis**. México: Prentice Hall, pp. 192-194. [MUÑOZ 1998]

Nash, J. F., “**Non-cooperative games**”, The Annals of Mathematics, 2nd Ser., Vol. 54, No. 2, Sep., 1951, pp. 286-295. [NASH 1951]

NEWBERY D. y GREEN R. (1992) “**Competition in the British Electricity Spot Market**”. The journal of Political Economy, Vol 100, número 5 (octubre) pág. 929 a 953. [NEWBERY 1992].

NEWBERY D. (1997) “**Pool Reform and Competition in Electricity**”. Regulation Series VII 1997. Project Developing competition in the British Energy Markets. [NEWBERY 1997].

NI, E., LUH, P. B., “**Forecasting power market clearing price and its discrete PDF using a Bayesian-based classification method**”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Columbus, OH, USA, Vol. 3, pp. 1518-1523, 2001 [NI Y LUH 2001].

NOGALES, F. J., CONEJO, A. J., “**Electricity price forecasting through transfer function models**”, Journal of the Operational Research Society, Vol. 57, No. 4, pp. 350-356, Apr., 2006 [NOGALES Y CONEJO 2006].

NOGALES, F. J., CONTRERAS, J., CONEJO, A. J., ESPÍNOLA, R., “**Forecasting next-day electricity prices by time series models**”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 2, pp. 342-348, May., 2002 [NOGALES ET AL 2002].

OFGEM “**Domestic Retail Market Report**” consulta 26 de marzo de 2011
<http://www.ofgem.gov.uk/Markets/RetMkts/Compet/Documents1/14542-DRMR%20March%202006.pdf>, March 2006 [OFGEM 2006]

Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), “**Consultation on practices concerning Fixed Term Offers in the domestic retail energy market**”, Date of publication: 24 January 2011 [OFGEM 2011]

Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), **Electricity and Gas Supply Market Report**, 21 de marzo de 2011[OFGEM 2011b]

Operador del Mercado Ibérico de Energía Polo Español, S.A. (OMEL) **Informe anual 2009** [OMEL 2009]

OSBORNE M. (2004). **An Introduction to Game Theory**. Oxford University Press, Inc. Pág. 55-70, 285-288. [OSBORNE 2004]

Otero Novas, I., Meseguer, C., Batle, C., Alba, J. J., **A simulation model for a competitive generation market**., IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 1, Feb., 2000, pp. 250-256 [OTERO ET AL 2000]

OYANGUREN RAMÍREZ Fernando José. “**El Comercializador Como Agente De Competencia En El Mercado Eléctrico Peruano**”. Lima, 2007, 136 h. Tesis para optar el Grado de Magíster en Economía Pontificia Universidad Católica Del Perú Escuela De Graduados, [OYANGUREN 2007].

Página electrónica oficial de Universidad Perú www.universidadperu.com [UNIPE]

Página electrónica oficial de la Oficina del gas y la electricidad del Reino Unido www.ofgem.gov.uk [OFGEM]

Página electrónica oficial de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo económico. [OCDE]

Página electrónica oficial de la Pontificia Universidad Católica de Chile www.uc.cl
Experiencia Internacional en la Desregulación del Mercado Eléctrico, s/f
http://web.ing.puc.cl/~power/alumno04/Efectos_Ley_Corta/internacional.htm#Brit%C3%A1nico [PUCCH]

Página electrónica oficial de la red de oficinas económicas y comerciales de España en el exterior; Irlanda www.oficinascomerciales.es [OFCO]

Página electrónica oficial del Organismo Supervisor de la inversión en Energía y Minería de Perú www2.osinergmin.gob.pe. [OSINERGMIN]

Página electrónica oficial del Territorio Norte del Gobierno de Australia
www.nt.gov.au [NTAU]

PALMA R., ESCOBAR S Y REID TOMAS “**Sistema de Monitoreo de Mercado Aplicación al Sector Eléctrico**”, Revista Ingeniería de Sistemas, Volumen XXI, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2007 [PALMA 2007]

PEREZ ARRIAGA, I “**Analysis of the proposal of a White Paper for the regulatory reform of the wholesale electricity market in Peru**”, for the **OSINERG Regulatory Agency in Perú**”, Centre for Innovation in Distributed Systems, 2006 [PEREZ 2006]

PEREZ ARRIAGA I, BATLLE C, VASQUEZ C. “**Los Mercados Eléctricos en Europa**” Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Junio 2006 [PEREZ ET AL 2006]

PEREZ ARRIAGA I, BATLLE C, BARROSO L.A. “**The changing role of the State in the expansion of electricity supply in Latin America**”; IIT Working Paper IIT-08-061A, 2010 [PEREZ ET AL 2010]

PINO, R., PARRENO, J., GÓMEZ, A., PRIORE, P., “**Forecasting next-day price of electricity in the Spanish energy market using artificial neural networks**”.,

Engineering Applications of Artificial Intelligence, Vol. 21, No. 1, pp. 53-62, Feb., 2008 [PINO ET AL 2008].

Pontificia Universidad Católica de Chile, “**Concentración de la Propiedad en el Mercado de Generación Eléctrica en Chile**”, Departamento de Ingeniería Eléctrica, IEE3272 Mercados Eléctricos II-2009 [PUCCH 2009]

Ramos, A., Ventosa, M., Rivier, M., “**Modeling competition in electric energy markets by equilibrium constraints**”. Utilities Policy Vol. 7, No. 4, Feb., 1998, pp. 233-242 [RAMOS ET AL 1998].

REYES, F. y RUDNICK, H. (1999) **La función del comercializador en el negocio eléctrico y su aplicación en Chile**. Memoria para optar al título Ingeniero Civil de Industrias. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile. [REYES 1999]

RICHTER, C. W., SHEBLÉ, G. B., “**Genetic algorithm evolution of utility bidding strategies for the competitive marketplace**”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 1, Feb., 1998, pp. 256-261.[RICHTER Y SHEBLÉ 1998]

RIVIER JUAN, Curso: “La Regulación del Sector Eléctrico/Módulo 3” Fundación Centro de Educación a Distancia para el Desarrollo Económico y Tecnológico (CEDDET), Universidad Pontificia de Comillas (UPCO), Dirección General de Política Energética y Minas, España (DGPEM), pp. 27-48.[RIVIER S/F]

RODRIGUEZ, C. P., ANDERS, G. J., “**Energy price forecasting in the Ontario competitive power system market**”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 1, Feb., 2004, pp. 366-374.[RODRIGUEZ Y ANDERS 2004]

RUDNICK H., GARCÍA F. MEYER J.P.,”**El Mercado Eléctrico Inglés: Desde su Desregulación hasta Nuestros Días**”, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1999. [RUDNICK ET AL 1999]

RUFF, L. (2003). **“Transmission Pricing in Peru”**. Interim Report. PEPSA. [RUFF 2003].

SALLY HUNT AND GRAHAM SHUTTLEWORTH. 1996. **“Competition and Choice in Electricity”**, West Sussex: John Wiley & Sons Inc [HUNT Y SHUTTLEWORTH 1996]

SALLY HUNT. 2002. **“Making Competition Work in Electricity”**, New York: John Wiley & Sons [HUNT 2002].

SONG, H., LIU, C.-C., LAWARRÉE, J., **“Decision making of an electricity supplier's bid in a spot market”**, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Edmonton, Alta, Canada, Vol. 2, , pp. 692-696, 1999 [SONG ET AL 1999]

STOFT S. (2002). **Power System Economics: Designing Markets for Electricity**. U.S.A.: IEEE Press. Wiley Interscience, pág. 210-311. [STOFT 2002]

TIROLE J. (1990). **La teoría de la Organización Industrial**. Barcelona: Ariel Pág. 334-366. [TIROLE1990]

VEGA REDONDO FERNANDO. (2000). **Economía y Juegos**. Barcelona: Antoni Bosch editor [VEGA 2000]

Ventosa, M., Baíllo, Á., Ramos, A., Rivier, M., **“Electricity market modeling trends”**, Energy Policy, Vol. 33, No. 7, pp. 897-913, May., 2005 [VENTOSA ET AL 2005]

Wang, A. J., Ramsay, B., **“A neural network based estimator for electricity spot-pricing with particular reference to weekend and public holidays”**, Neurocomputing, Vol. 23, No. 1-3, pp. 47-57, Dec., 1998 [WANG Y RAMSAY 1998]

Weber, J. D., Overbye, T. J., A **“two-level optimization problem for analysis of market bidding strategies”**, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Edmonton, Canada, Vol. 2, pp. 682-687, 1999 [WEBER Y OVERBYE 1999]

Weber, J. D., Overbye, T. J., “**An individual welfare maximization algorithm for electricity markets**”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 3, pp. 590-596, Aug., 2002 [WEBER Y OVERBYE 2002]

WISER R. (1999) **The Role of Public Policy in Emerging Green Power Markets: An Analysis of Marketer Preferences**. California: University of California. [WISER 1999]

Wen, F., David, A. K., “**Optimal bidding strategies and modeling of imperfect information among competitive generators**”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 1, pp. 15-21, Feb., 2001 [WEN Y DAVID 2001]

Zhang, D., Wang, Y., Luh, P. B., “**Optimization based bidding strategies in the deregulated market**”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 3, pp. 981-986, Aug., 2000 [ZHANG ET AL 2000]

Zhang, L., Luh, P. B., Kasiviswanathan, K., “**Energy clearing price prediction and confidence interval estimation with cascaded neural networks**”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, pp. 99-105, Feb., 2003 [ZHANG ET AL 2003]

ANEXOS

ANEXO 1: MARCO TEORICO

Tabla A2- 13: Modelos de Mercados Eléctricos con aplicación de Teoría de Juegos

Referencia	Tipo	Objetivo	Subasta	Red	Alcance	Aplicación	Prueba
(Green y Newbery, 1992)	SFE	Max. UG	PM	N.U	Mediano	APM	Inglaterra & Gales
(Ferrero et al., 1997)	SFE	Max. UG-BS	PMN	AC	Mediano	IRR	30 nodos
(Ferrero et al., 1998)	SFE	Max. UG	PM	N.U	Corto	EO	2 jugadores
(Ramos et al., 1998)	Cournot	Max. UG Min. CS	PM	N.U DC	Mediano	OM	18 Gen
(Wei y Smeers, 1999)	Cournot	Max. UG		Trans.	Largo	IRR	4 países Europa
(Weber y Overbye, 1999)	SFE	Max. UG-BS	PMN(Doble)	AC	Mediano	IRR	2 nodos
Otero Novas et al., 2000)	Cournot	Max. UG	PM	N.U	Mediano	OM	España
(Hobbs et al., 2000)	SFE	Max. UG-BS	PMN	DC	Mediano	IRR	30 nodos
(Hobbs, 2001)	Cournot	Max. UG-UR	PMN	DC	Mediano	IRR	3 nodos
(García Alcalde et al., 2002)	CV	Max. UG	PM	N.U	Largo	PP	España
(Weber y Overbye, 2002)	SFE	Max. UG-BS	PMN(Doble)	AC	Mediano	IRR	2 y 9 nodos
(Day et al., 2002)	CSF	Max. UG-UR	PMN	DC	Mediano	IRR	Inglaterra & Gales
(Green 2003)	Cournot	Max. UG	PM	N.U	Corto	PP	Inglaterra & Gales
					Mediano		
					Largo		
(Peng y Tomsovic, 2003)	Cournot	Max. UG-BS Min. MC	PM	DC	Mediano	IRR	IEE 30 nodos
(Correia et al., 2003)	SFE	Max. UG-BS	PMN	DC	Mediano	IRR	IEE 30, 57 nodos
(De la Torre et al., 2004)		Max. UG-BS	PM	DC	Mediano	IRR	SPC IEE
(Xian et al., 2004)	SFE	Max. UG-BS	PMN	DC	Mediano	IRR	IEE 30 nodos
(Li y Shahidehpour, 2005)	SFE	Max. UG Min. PC	PMN	DC	Mediano	IRR	8 nodos
(Bompard et al., 2006)	SFE	Max. UG-BS	PMN(Doble)	DC	Mediano	IRR	IEE 30 nodos
(Bompard et al., 2006)	Cournot SFE	Max. UG	PMN	DC	Mediano	IRR	IEE 30 nodos
(Lemus 2006)	Cournot	Max. UG	PM	N.U	Corto	PP	Chile
					Mediano		
					Largo		
(Tong et al., 2007)		Max. UG Min. CS	PMN	DC	Mediano	IRR	3 nodos
(López et al., 2007)	CV	Min. CR	PM	N.U	Mediano	PP	España
(Wang et al., 2007)	Cournot SFE	Max. UG	PM	N.U	Mediano	APM	3 firmas(30 Gen)
(Ruiz et al., 2008)	Cournot	Max. UG	PM	N.U	Mediano	APM	3 jugadores
(Hasan y Galiana, 2008)	SFE	Max. UG Min. CR	PM	N.U	Mediano	APM	SPC IEE

Nomenclatura

APM: Análisis de poder de mercado

AR: Auto Regresivo

Arima: Autorregresivo integrado promedios móviles

Arma: Autorregresivo con promedios móviles

CB: Clasificador bayesiano

CNO: Componentes no observadas

CSF: Función de suministro conjetural

CV: Variación conjetural

EO: Estrategias de ofertamiento

FT: Función de transferencia

GARCH: Heteroskedastic condicional autorregresivo generalizado

RN: Redes neuronales

SFE: Equilibrio función de suministro

SPC: Sistema de prueba de confiabilidad

ST: Series de tiempo

TC: Teoría de control

Trans.: Red de transbordo

WL: Wavelet

Min. CR: Minimización de costo del sistema

Min. CS: Minimización del costo social

Min. MC: Minimización de cambio de potencia para manejo de congestión

Min. PC: Minimización pagos de consumidores

NU: Nodo único

OM: Operación de mercado

PM: Precio marginal

PMN: Precio marginal nodal

PP: Pronóstico de precio

RD: Regresión dinámica

IRR: Impacto restricciones de red

LF: Lógica Fuzzy

Max. BS: Maximización beneficio social

Max. UG: Maximización utilidades del generador

Max. UR: Maximización utilidades de la red

MD: Minería de datos

ANEXO 2: Metodología, Modelo Propuesto y Estimación de Parámetros

Tabla 3- 8: Empresas eléctricas más representativas del mercado eléctrico año 2008

SECTOR	EMPRESA	NÚMERO DE CLIENTES	%
PRIVADO	EDELNOR	1027741	22,28
	LUZ DEL SUR	804014	17,43
	ELECTROSURMEDIO	153539	3,33
	EDECAÑETE	28093	0,61
	ELECTROCACHE	10836	0,23
	EMSEMSA	7061	0,15
	EMSEU	6517	0,14
	SERSA	4812	0,10
ESTATAL	HIDRANDINA	508698	11,03
	ELECTROCENTRO	465285	10,09
	ENOSA	299899	6,50
	ELECTROSURESTE	286672	6,22
	SEAL	278681	6,04
	ELECTRONORTE	259729	5,63
	ELECTRO ORIENTE	161236	3,50
	ELECTROPUNO	145455	3,15
	ELECTRO SUR	113961	2,47
	ELECTRO UCAYALI	50299	1,09

Fuente: Documento promotor PERÚ SECTOR ELÉCTRICO 2009, Ministerio de Energía y Minas, pág.

05

Tabla 3- 9: Monopolios de Distribución que operan en el SEIN año 2008

EMPRESA	VENTA (GWH)	% VENTA	NÚMERO DE CLIENTES	% SEIN
Electro Sur Este	357,12	2,33	286672	6,83
Electro Sur Medio	549,56	3,59	153539	3,66
Electro centro	600,98	3,92	465285	11,08
Electro Nor-Oeste	743,22	4,85	299899	7,14
EDELNOR	5143,02	33,58	1027741	24,48
Electro Norte	504,25	3,29	259729	6,19
Luz del Sur	5333,51	34,82	804014	19,15
Hidrandina	1165,53	7,61	508698	12,12
Electro Sur	260,23	1,70	113961	2,71
Seal	659,37	4,30	278681	6,64
Total	15316,79	100	4198219	100

Fuente: Documento promotor PERÚ SECTOR ELÉCTRICO 2009 pág. 05; Anuario Estadístico De Electricidad 2008, Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica, Website: <http://www.minem.gob.pe/>

Figura 3- 5: Escenarios de Análisis

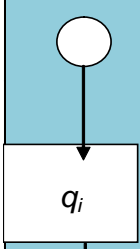
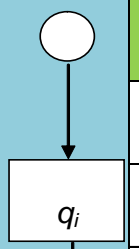
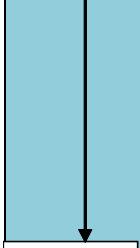

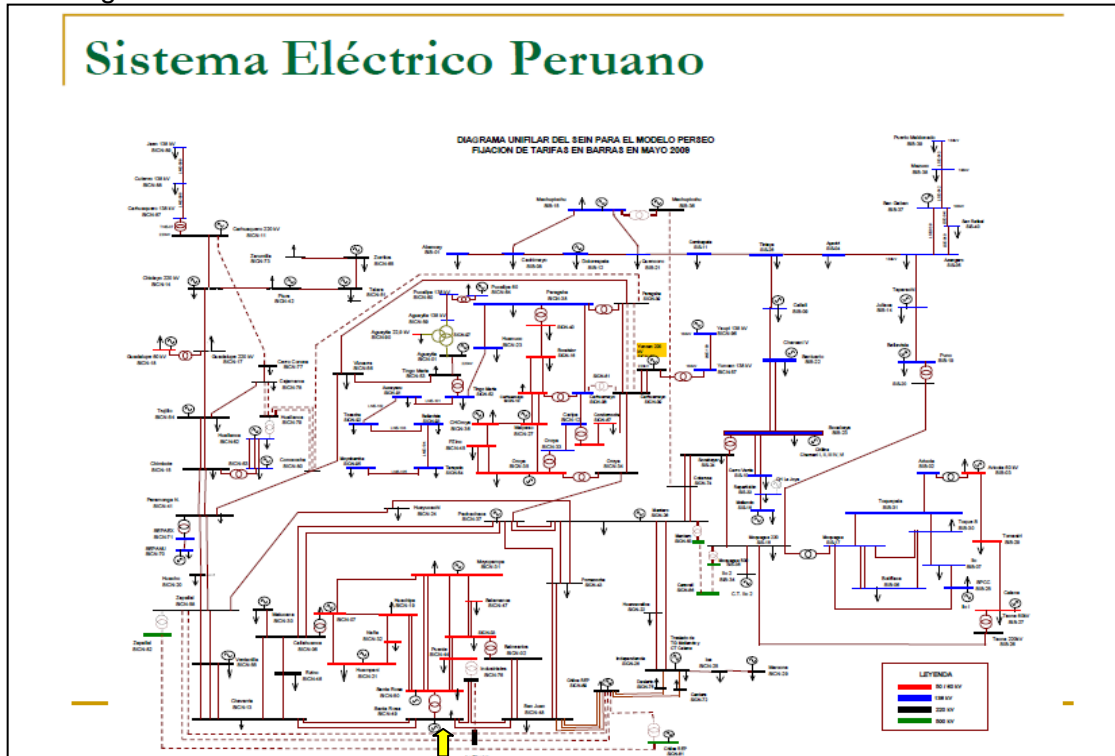
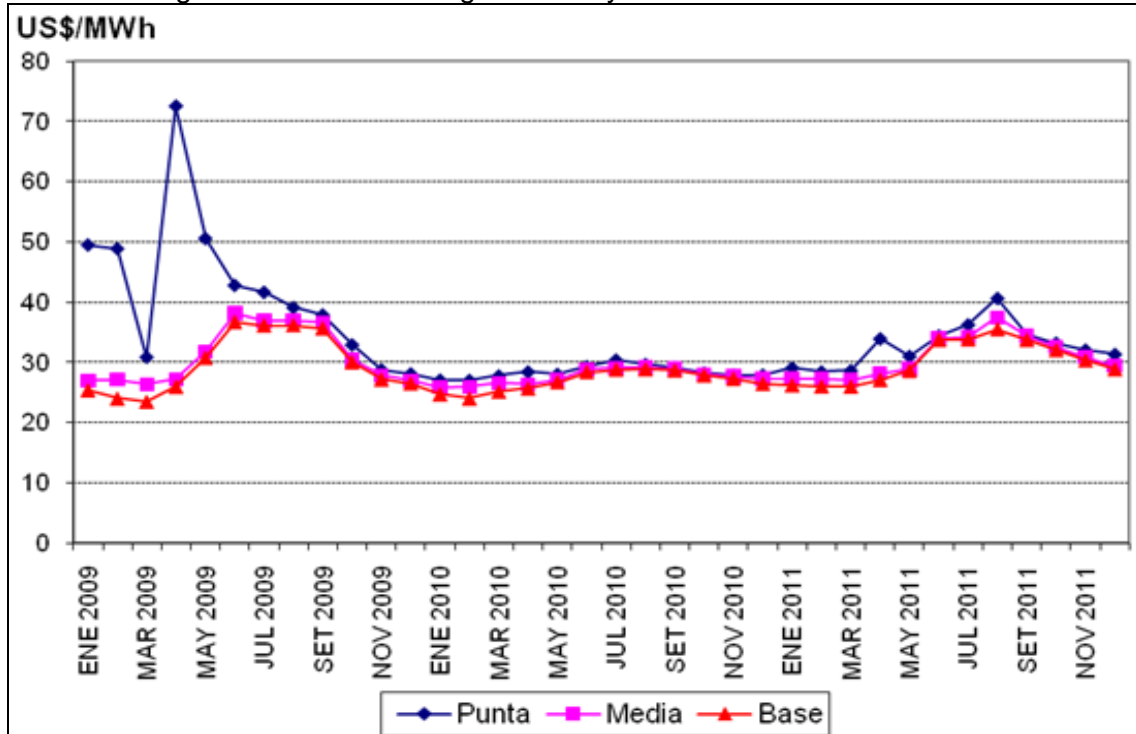
P. Generador en mercado de corto plazo			P. Generador en mercado de largo plazo		
Período	Mercado de corto Plazo	Mercado de largo Plazo	Período	Mercado de corto Plazo	Mercado de largo Plazo
	Ventas del Generador			Ventas del Generador	
	$q_i - x_i$	x_i		$q_i - x_i$	x_i
q_i	p	$f=p$	q_i	$p = p^e$	f
	C_i			C_i	
	$\Pi = \text{Ventas} - \text{Costos}$			$\Pi = \text{Ventas} - \text{Costos}$	
	A (constante)			A (variable)	
$\frac{\partial(\Pi_i)}{\partial(q_i)} = 0$	Óptimo de ventas $q_i = \frac{A - C_i + b \cdot x_i - b \sum_{j \neq i} q_j}{2 \cdot b}$		$\frac{\partial(\Pi_i)}{\partial(q_i)} = 0$	Óptimo de contratos futuros $X_i = \frac{Ae - 4c_i + \sum_{j \neq i} c_j - b \sum_{j \neq i} x_j + \frac{25}{3}(f - p^e)}{\frac{1}{3} \left[8b - 25 \frac{\partial(f - p^e)}{\partial x_i} \right]}$	
	Hallamos p en función de cantidades vendidas en el mercado futuro $p = \frac{A + \sum c_i - b \sum x_i}{n+1}$			Hallamos el precio p esperado $p^e = \frac{A^e + \sum c_i - b \sum x_i}{n+1}$	

Figura 3- 6: Sistema Eléctrico Peruano – Ubicación de la Barra Santa Rosa



Fuente: GART-Osinergmin

Figura 3- 7: Costos Marginales Proyectados Barra Santa Rosa 220 kV.



Fuente: GART- Osinergmin

Figura 3- 8: Clientes de los distribuidores del SEIN vs Clientes de otros distribuidores

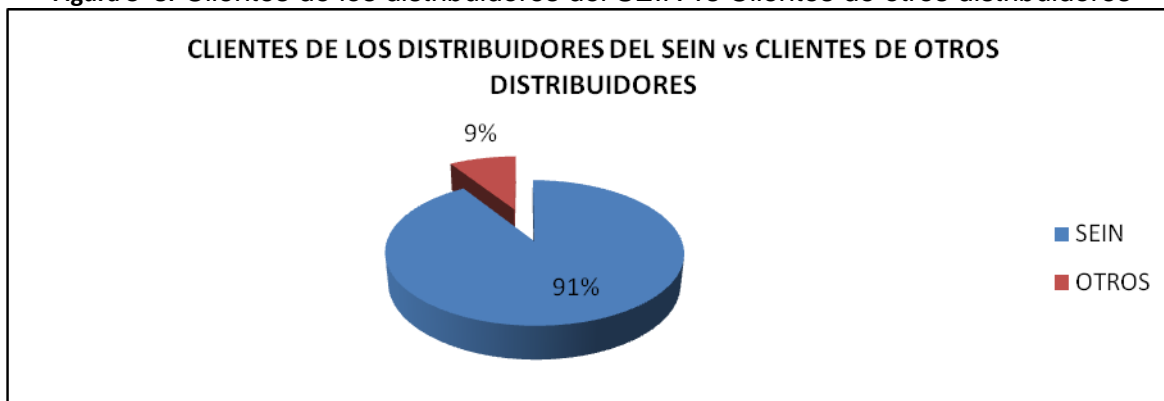


Tabla 3- 10: Venta de energía eléctrica según sistema y empresa (GW.h) 2008

Empresa por Sistema	Generadoras	Distribuidoras	Total
SEIN	10667	15805	26472 (98%)
SSAA	0	492	492 (2%)
TOTAL	10667 (40%)	16297 (60%)	26964

Fuente: Anuario Estadístico De Electricidad 2008, Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica, Website: <http://www.minem.gob.pe/>

Tabla 3- 11: Ventas de distribuidoras a nivel nacional

SISTEMA	GWh	%
SEIN	15805	96,9810395
AISLADOS	492	3,01896054
TOTAL	16297	100

Fuente: Anuario Estadístico De Electricidad 2008, Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica, Website: <http://www.minem.gob.pe/>

Tabla 3- 12: Producción anual promedio de empresas del Estado (período 2001-2008)

Propietario	Nombre de Central	Producción Anual Promedio GWh	Tipo
Electroperu	Mantaro	5047,953	Hidráulica
	Restitución	1603,276	Hidráulica
	Tumbes	38,587	Térmica
	Yarinacocha	50,276	Térmica
EGASA	Charcani	805,708	Hidráulica
	CHILINA	30,453	Térmica
	Mollendo Mirrlees	79,078	Térmica
	Mollendo TG1, TG2	8,914	Térmica
EGEMSA	MACHUPICCHU	748,281	Hidráulica
EGESUR	ARICOTA	108,421	Hidráulica
	CALANA	0,17	Térmica

Fuente: Coes, elaboración propia

Tabla 3- 13: Producción anual promedio de empresa de ENDESA (período 2001-2008)

Propietario	Nombre de Central	Producción Anual Promedio GWh	Tipo
EDEGEL	Huinco	866	Hidráulica
	Matucana	747	Hidráulica
	Callahuanca	528	Hidráulica
	Moyopampa	468	Hidráulica
	Huampaní	193,000	Hidráulica
	Yanango	286,000	Hidráulica
	Chimay	931,000	Hidráulica
	TG Santa Rosa UTI-Gas	256,503	Térmica
	TG Santa Rosa WTG-Gas	171,188	Térmica
	TG Santa Rosa WTG-D2	86,749	Térmica
	TG Ventanilla D2	54,2	Térmica
	TG3 Ventanilla GN	1102,27	Térmica
	TG4 Ventanilla GN	1126,9	Térmica
	TV Ventanilla GN CC	1204,518	Térmica
EEPSA	MALACAS2 TGN 4 - GAS	605,98	Térmica
	MALACAS TG 2 - GAS	49,664	Térmica
	MALACAS TG 1 - GAS	29,741	Térmica

Tabla 3- 14: Producción anual promedio Duke Energy (Egenor) (período 2001-2008)

Propietario	Nombre de Central	Producción Anual Promedio GWh	Tipo
EGENOR	Carhuaquero	724,496	Hidráulica
	Cañon del Pato	1477,211	Hidráulica
	TG Chimbote	46,7	Térmica
	GD Chiclayo Oeste	42,783	Térmica
	GD Paita	9,730	Térmica
	GD Piura 2	3,951	Térmica
	GD Sullana	16,261	Térmica
	Piura 1	13,990	Térmica
	TG Piura	43,147	Térmica
	TG Trujillo	2,960	Térmica

Tabla 3- 15: Producción anual promedio de Grupo Otros (período 2001-2008)

Propietario	Nombre de Central	Producción Anual Promedio GWh	Tipo Específico
ELECTROANDES	Yaupi	796,468	Hidráulica
	Malpaso	166,936	Hidráulica
	Pachachaca	90,08	Hidráulica
	Oroya	90,08	Hidráulica
CAHUA	Pariac	29,433	Hidráulica
	Gallito Ciego	198,779	Hidráulica
	GD Pacasmayo	0,358	Térmica
	Cahua	284,926	Hidráulica
	Arcata	31,5	Hidráulica
ENERSUR	CHILCA1 TG 1 - GAS	1288,906	Térmica
	CHILCA1 TG 2 - GAS	1272,0	Térmica
	ILO2 TV1 - CARB	909,283	Térmica
	ILO1 TV3 - R500	303,167	Térmica
	ILO1 TV4 - R500	167,0	Térmica
	ILO1 TV2 - R500	23,021	Térmica
	ILO1 CATKATO - D2	6,544	Térmica
	ILO1 TG2 - D2	42,425	Térmica
ILO1 TG1 - D2	28,52	Térmica	
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG 1 - GAS	987,596	Térmica
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 3 - R500	117,338	Térmica
	SAN NICOLAS TV 1 - R500	54,462	Térmica
	SAN NICOLAS TV 2 - R500	52,64	Térmica
	SAN NICOLAS CUMMINS - D2	0,822	Térmica
SOCIEDAD MINERA CORONA	HUANCHOR	136,845	Hidráulica
TERMOSELVA (Aguaytía)	AGUAYTIA TG 1 - GAS	636,59	Térmica
	AGUAYTIA TG 2 - GAS	587,115	Térmica

Desde 2008 Kallpa forma parte de la Empresa Kallpa Generación (<http://www.kg.com.pe/webkallpa/>)
Fuente: COES, elaboración propia

Tabla 3- 16: Centrales del Estado y sus respectivos Cmg (Período 2001-2008)

Empresa	Nombre de la Central	Costo Marginal Promedio (US \$ / Mwh)							
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Electroperu	Mantaro	0	0	0	0	0	0	0	0
	Restitución	0	0	0	0	0	0	0	0
	YARINACOCCHA - R6			54,3	63,3	78,3	75,4	85,7	95,7
	TUMBES - R6	38,2	50,8	47,2	63,7	72,4	88,1	98,6	113,9
Egasa	Charcani I	0	0	0	0	0	0	0	0
	Charcani II	0	0	0	0	0	0	0	0
	Charcani III	0	0	0	0	0	0	0	0
	Charcani IV	0	0	0	0	0	0	0	0
	Charcani V	0	0	0	0	0	0	0	0
	Charcani VI	0	0	0	0	0	0	0	0
	CHILINA TV3 - R500	59,5	85,3	81,5	110,9	125,4	129,9	152,6	181,7
	CHILINA TV2 - R500	63,1	89,7	84,4	114,9	129,9	142,4	167,2	199,0
	MOLLENDO 123 - R500	43,1	57,2	53,4	60,7	75,6	72,9	84,8	100,0
	CHILINA SULZ 12 - R500 D2	46,6	53,2	53,0	72,4	82,2	86,2	98,5	114,6
	CICLO COMBINADO - D2	73,1	81,8	89,9	137,4	174,8	188,5	207,6	235,2
	MOLLENDO TG 1 - D2	68,7	77,2	95,2	154,1	188,1	178,1	196,5	178,2
MOLLENDO TG 2 - D2	68,9	77,5	92,1	149,1	182	171,2	188,8	171,3	
SAN GABAN	San Gabán II	0	0	0	0	0	0	0	0
	TINTAYA	65,3	72,8	82,9	0	Retirada de la operación comercial			
	BELLAVISTA (MAN1, MAN2)	68,6	76,6	87,7	131,3	154,2	164,3	171,8	175,3
	TAPARACHI	69,1	79,9	89,4	125,4	160,8	171,2	182,8	186,5
	BELLAVISTA (ALCO, DEUTZ)	69,9	79,1	85,2	135,8	184,5	195,3	204,9	209,1
EGEMSA	SAN RAFAEL	91,9	139,9	Retirada del sistema					
	Machupicchu	0	0	0	0	0	0	0	0
	DOLORESPATA (SZ 1,2)	75,9	78,5	88,3	141,7	167,6	169,1	189,1	0
EGESUR	DOLORES(GM 1,2,3; ALC 1,2)	75,9	78,6	87,1	141,0	166,8	167,9	190,9	0
	Aricota I	0	0,0	0	0	0	0	0	0
	Aricota II	0	0,0	0	0	0	0	0	0
	CALANA 4	32,9	46,1	48,0	56,7	83,1	92,7	148,0	151,3
	CALANA 1,2 Y 3	33,4	47,0	48,9	57,7	77,5	92,1	143,5	146,5
EGESUR	MOQUEGUA 1-2	62,6	69,5	90,0	0	Retirada de la operación comercial			

Fuente: COES SINAC

Tabla 3- 17: Centrales de Endesa y sus respectivos Cmg (Período 2001-2008)

Empresa	Nombre de la Central	Costo Marginal Promedio (US \$ / Mwh)							
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Edegel	Huinco	0	0	0	0	0	0	0	0
	Matucana	0	0	0	0	0	0	0	0
	Callahuanca	0	0	0	0	0	0	0	0
	Moyopampa	0	0	0	0	0	0	0	0
	Huampaní	0	0	0	0	0	0	0	0
	Yanango	0	0	0	0	0	0	0	0
	Chimay	0	0	0	0	0	0	0	0
	Santa Rosa	0	0	0	0	0	0	0	0
	WEST. TG-7 (CON H2O)	59,6	77,6	86,6	146,12	0	0	0	0
	STA ROSA WEST TG7 - GAS	0	0	0	0	30,7	28,2	28,3	12,7
	STA ROSA WEST TG7 - GAS CON H2O	0	0	0	0	32,0	29,3	29,4	13,1
	STA ROSA WEST TG7 - D2 CON H2O	0	0	0	0	186,9	163,4	36,8	165,2
	STA ROSA - UTI-6	68,9	88,9	103,2	156,38	199,0	36,7	35,4	17,0
	STA ROSA - UTI-5	69,4	89,6	117,5	172,13	219,3	36,7	0	17,1
	STA ROSA WEST TG7 - D2	0	0	0	0	0	162,1	0	163,9
	STA ROSA - BBC	111,3	145,3	Retirada del sistema					
		0	0	0	0	0	0	0	0
	Ventanilla (ETEVENSA)	0	0	0	0	0	0	0	0
	VENTANILLA TG-4 (SIN H2O)	62,7	69,2	82,2	125,6	0	0	0	0
	VENTANILLA TG-3 (SIN H2O)	63,2	69,6	82,5	126,3	0	0	0	0
	TG VENTANILLA-1	Retirada del Sistema							
	TG VENTANILLA-2	Retirada del Sistema							
	VENTANILLA TG 4 - GAS	0	0	0	23,5	82,2	25,4	13,5	12,1
	VENTANILLA TG 3 - GAS	0	0	0	23,5	82,5	25,5	13,4	12,0
	VENTANILLA CC TG 3 - GAS F.DIREC.	0	0	0	0	0	17,9	0	0
	VENTANILLA CC TG 4 - GAS F.DIREC.	0	0	0	0	0	18,4	0	0
	VENTANILLA CC TG 3 & TG 4 - GAS-VAPOR	0	0	0	0	0	17,9	0	0
	VENTANILLA TG 4 - D2	112,9	118,3	188,1	172,3	189,5	157,8	0	170,0
	VENTANILLA TG 3 - D2	0	0	0	0	192,4	158,8	0	171,0
	VENTANILLA TG 4 - D2 CON H2O	0	0	0	0	195,5	161,4	0	173,8
	VENTANILLA TG 3 - D2 CON H2O	0	0	0	0	196,2	161,9	0	174,5
	VENTANILLA TG-3 (CON H2O)	0	70,7	0	128,4	0	70,7	0	0
	VENTANILLA TG-4 (CON H2O)	0	70,92	0	128,8	0	70,92	0	0
	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS	0	0	0	0	0	0	9,6	8,7
	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS F.DIRECTO	0	0	0	0	0	0	9,9	8,9
	VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS	0	0	0	0	0	0	9,9	8,9
	VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS F.DIRECTO	0	0	0	0	0	0	9,9	8,9
	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS	0	0	0	0	0	0	10,0	9,0
	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS F.DIRECTO	0	0	0	0	0	0	10,1	9,1
	EEPSA	MALACAS TGN-4 (GAS)	23,9	32,7	40,1	0	23,3	20,0	21,2
MALACAS TG-1 (GAS)		32,4	39,5	0	48,5	30,7	71,0	89,1	159,0
MALACAS TG-2 (GAS)		32,4	39,5	48,2	49,1	29,9	69,1	86,8	156,0
MALACAS TG-3 (GAS)		32,4	39,5	47,8	47,2	29,7	68,6	0	0
MALACAS TGN-4 (GAS CON H2O)		41,9	53,0	58,4	62,2	43,4	38,9	40,0	86,9
VERDUN V8, V9		106,2	119,6	Retirada del sistema					
MALACAS TG 4 - D2		112,9	118,3	188,1	172,3	189,5	208,5	223,9	224,7
MALACAS2 TG 4 - D2 + H2O		0	0	0	0	0	206,9	222,2	222,9
MALACAS TG 2 - D2		0	0	0	0	0	285,8	304,5	305,6
MALACAS TG 1 - D2		0	0	0	0	0	290,4	309,5	310,6
MALACAS TG 3 - D2	0	0	0	0	0	290,4	0	0	

Fuente: COES SINAC

Tabla 3- 18: Centrales de Egenor y sus respectivos Cmg (Período 2001-2008)

Empresa	Nombre de la Central	Costo Marginal Promedio (US \$ / Mwh)							
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
EGENOR	Carhuaquero	0	0	0	0	0	0	0	0
	Cañon del Pato	0	0	0	0	0	0	0	0
	TRUPAL TV	75,1	100,0	100,3	0	Retirado de la operación comercial (2)	0	0	0
	PIURA 1 R6	55,1	62,9	79,2	78,7	97,1	111,1	121,9	146,5
	CHICLAYO OESTE	59,2	70,2	84,8	82,0	103,3	116,0	128,2	154,3
	SULLANA	61,3	71,0	88,2	82,6	104,0	167,8	184,1	189,5
	PIURA 2 R6	64,2	73,0	89,4	132,4	151,5	117,9	135,7	163,2
	PAITA 1	68,3	73,6	92,1	137,3	162,1	163,4	176,2	181,3
	PAITA 2	73,0	80,7	93,0	145,8	167,0	179,1	189,3	194,7
	PIURA TG - R6	80,0	90,9	109,2	166,3	131,2	148,2	162,2	210,7
	PIURA TG - D2	0	0	0	0	210,2	0	231,9	282,8
	CHIMBOTE TG3	83,6	92,5	109,2	186,8	222,8	0	239,7	246,3
	TRUJILLO TG	86,8	95,8	109,2	198,7	237,1	228,6	243,5	220,5
	CHIMBOTE TG2	86,8	97,3	109,4	190,0	0	227,7	0	0
	CHIMBOTE TG1	89,0	98,2	117,3	190,6	227,3	0	234,4	271,7
	PIURA 2 - D2	0	0	0	0	0	0	164,2	199,9
	PIURA 1 - D2	0	0	0	0	0	0	0	184,0
CHICLAYO OESTE - D2	0	0	0	0	0	0	0	189,0	

Fuente: COES SINAC

Tabla 3- 19: Otras Centrales y sus respectivos Cmg (Período 2001-2008)

Empresa	Nombre de la Central	Costo Marginal Promedio (US \$ / Mwh)							
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
ELECTROANDES	Yaupi	0	0	0	0	0	0	0	0
	Malpaso	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pachachaca	0	0	0	0	0	0	0	0
	Oroya	0	0	0	0	0	0	0	0
CAHUA	Pariac	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gallito Ciego	0	0	0	0	0	0	0	0
	Misapuquio	0	0	0	0	0	0	0	0
	San Antonio San Ignacio	0	0	0	0	0	0	0	0
	Huayllacho	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pacasmayo	0	0	0	0	0	0	0	0
	Cahua	0	0	0	0	0	0	0	0
	Arcata	0	0	0	0	0	0	0	0
	CNP SULZER 123-R6	47,6	60,3	57,9	85,358	180,3	151,1	47,6	0
	CNP MAN (R6-D5)	53,2	56,9	56,2	88,713	211,8	182,4	53,2	0
ENERSUR	Yuncán	0	0	0	0	0	0	0	0
	CHILCA1 TG 1 - GAS	0	0	0	0	0	10,8	7,0	3,6
	CHILCA1 TG 2 - GAS	0	0	0	0	0	0	7,0	3,6
	ILO2 TV1 Carbón	14,5	15,3	17,6	25,517	25,1	22,3	30,8	58,7
	ILO1 TV2	1,1	1,1	1,1	1,930	57,5	59,4	122,5	87,4
	ILO1 TV3	25,1	45,1	57,9	60,068	68,8	70,3	115,2	81,9
	ILO1 TV4	39,4	39,5	48,0	57,957	69,1	70,6	115,8	82,4
	ILO1 CATKATO	66,0	79,822	91,0	133,747	157,0	168,7	162,5	151,0
	ILO1 TG2	69,7	84,448	97,5	149,746	177,5	192,7	198,3	183,6
ILO1 TG1	81,4	92,849	108,0	155,483	185,1	207,1	215,0	199,2	
KALLPA	KALLPA TG 1 - GAS	0	0	0	0	0	0	25,5	4,0
SHOUGESA	SHOUGESA TV-3	34,4	59,5	67,9	69,3	88,7	96,3	115,0	130,3
	SHOUGESA TV-1	36,7	63,0	72,0	74,3	95,1	103,3	152,6	139,0
	SHOUGESA TV-2	39,2	64,0	73,2	75,1	96,1	104,3	167,2	140,4
	CUMMINS D2	65,3	64,2	68,8	111,9	136,8	139,6	154,4	138,7
SOCIEDAD MINERA CORONA	Huanchor	0	0	0	0	0	0	0	0
	TERMOSELVA (Aguaytia)	AGUAYTIA TG-2 (GAS)	29,4	28,8	13,8	14,7	20,9	14,9	16,1
	AGUAYTIA TG-1 (GAS)	29,4	28,6	13,8	14,6	20,7	15,6	16,4	23,3
ELECTRICA SANTA ROSA	SANTA ROSA I	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: COES SINAC

Tabla 3- 20: Valores promedio anual: precio Spot, varianza (σ^2) y valor máximo anual.

Mes	Año 2001	Año 2002	Año 2003	Año 2004	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012
	Costo Marginal \$./MW.h	Costo Marginal \$./MW.h	Costo Marginal \$./MW.h	Costo Marginal \$./MW.h	Costo Marginal \$./MW.h	Costo Marginal \$./MW.h	Costo Marginal \$./MW.h	Costo Marginal \$./MW.h	Costo Marginal \$./MW.h	Costo Marginal \$./MW.h	Costo Marginal \$./MW.h	Costo Marginal \$./MW.h
Ene	7,57	19,99	13,11	51,20	22,72	29,41	25,00	17,41	28,89	26,24	26,50	48,92
Feb	13,64	16,88	16,39	36,60	21,85	38,38	34,58	18,36	42,39	26,56	26,44	53,69
Mar	18,27	15,94	21,63	32,52	29,48	24,06	46,09	20,89	26,46	25,99	26,56	47,96
Abr	7,3	10,34	11,14	54,50	29,99	38,67	34,56	20,90	25,43	26,28	26,73	85,99
May	9,47	23,31	20,34	108,50	91,20	111,06	36,33	47,86	28,67	27,10	27,54	103,83
Jun	23,56	31,5	43,23	99,39	74,71	87,93	65,45	154,37	65,70	27,77	29,75	195,81
Jul	39,18	33,57	57,36	97,57	47,09	90,65	26,41	235,95	41,22	27,78	30,68	208,92
Ago	41,13	51,21	64,63	111,60	92,82	105,92	43,70	195,69	33,88	27,67	30,67	212,84
Sep	36,87	51,23	61,29	112,39	85,09	149,80	34,39	185,21	36,22	27,71	30,80	209,44
Oct	29,02	35,17	58,07	64,06	91,31	71,89	35,54	63,35	19,79	27,36	30,73	192,41
Nov	20,14	18,93	65,89	23,94	98,81	40,59	29,42	60,69	20,37	27,03	28,88	169,16
Dic	17,12	18,18	24,03	31,45	75,19	28,87	44,14	81,78	17,24	26,78	28,68	121,82
Anual												
promedio	21,94	27,19	38,09	68,64	63,36	68,10	37,97	91,87	32,19	27,02	28,66	137,57
máximo	41,13	51,23	65,89	112,39	98,81	149,80	65,45	235,95	65,70	27,78	30,80	212,84
varianza	147,84	182,81	492,48	1215,31	938,42	1668,05	119,22	6273,04	176,94	0,42	3,39	4571,89
varianza anual	1183,47											
Alta (Estiaje)												
promedio	28,48	34,99	52,97	88,21	83,00	93,98	38,75	134,73	35,12	27,49	29,87	184,63
máximo	41,13	51,23	65,89	112,39	98,81	149,80	65,45	235,95	65,70	27,78	30,80	212,84
varianza	133,39	155,90	262,83	1078,32	307,55	1156,05	168,65	5836,50	244,88	0,10	1,56	1492,62
varianza Epoca Alta	2477,37											
Baja (Avenida)												
promedio	12,78	16,27	17,26	41,25	35,85	31,88	36,87	31,87	28,08	26,37	26,98	71,68
máximo	18,27	19,99	24,03	54,50	75,19	38,67	46,09	81,78	42,39	26,78	28,68	121,82
varianza	26,72	13,28	30,09	117,11	497,74	41,17	72,33	780,88	83,15	0,09	0,91	1030,79
varianza Epoca Baja	236,45											

ANEXO 3: Experiencia Internacional

A) Introducción

Durante la década de los 90 la visión de la empresa eléctrica verticalmente integrada cambió radicalmente. La separación de actividades que podían realizarse en régimen de competencia de aquellas que debían permanecer como monopolios regulados dio lugar al establecimiento de mercados de electricidad y a la posibilidad de que los consumidores pudieran elegir a su suministrador. Así, se identificó la factibilidad de ejercicio de la competencia en los sectores de comercialización y generación de energía.

En la tabla A3-1 se muestra un panorama de la reforma regulatoria en diversos países en los primeros años de su introducción. Se advierten umbrales de consumo de variada magnitud que permiten al consumidor elegir a su suministrador, apreciándose que el requisito tiende a disminuir en el tiempo y en determinados casos desaparece (Victoria en Australia, Finlandia, Alemania, Nueva Zelanda, Reino Unido, Suecia)

B) La Comercialización y el Comercializador

En la tabla A3-2, se resumen las características principales de la comercialización y las funciones del comercializador, las cuales muestran similitud en los países que se han estudiado. A continuación se presenta los casos de Inglaterra y Gales, España, Colombia y el caso de California, con la finalidad de exponer los aspectos organizativos, ventajas y resguardos a tener en consideración, al momento de llevar adelante un proceso de implantación de la comercialización. Con la finalidad de analizar las causas de la crisis de California, en los Estados Unidos, se ha incluido un breve análisis, para examinar las razones que dieron lugar a esta experiencia y obtener lecciones de lo que no se debe hacer al momento de implementar la comercialización en un país que decide optar por esta alternativa de mercado.

Tabla A3- 1: Reforma regulatoria en la industria eléctrica, 1998

País	Liberalización	Acceso a terceros	Mercado de electricidad	Regulación de precios de transmisión	Umbral de elección del consumidor
Australia	Ley de la industria Eléctrica de Victoria(1994)	Reglas de acceso	Mercado nacional de electricidad (1997) Vic Pool (1994)	De costos	Victoria: 1994 5MW, 1996 750MWh/yr, 1998 160MWh/yr, 2001 0 KW
Bélgica	Ninguna	Ninguna	Ninguna	De costos	Distribución: 1 MW
Canadá	Ninguna	Ninguna	Alberta pool (1996)	De costos	No hay
Dinamarca	Enmienda a la ley de suministro eléctrico de Dinamarca (1996, en vigor en 1998)	Reglas de acceso	Ninguna	De costos	No hay
Finlandia	Ley del mercado eléctrico (1995)	Reglas de acceso	Mercado eléctrico finlandés (1995)	De costos	1995 500 KW 1997 0KW
Francia	Ninguna	Ninguna	Ninguna	De costos	No hay
Alemania	Ley de suministro de electricidad y gas (1998)	Acceso negociado	Ninguna	De costos	1998 0KW
Grecia	Ninguna	Ninguna	Ninguna	-	No hay
Irlanda	Ninguna	Ninguna	Ninguna	-	No hay
Italia	Ninguna	ninguna	Ninguna	Precios tope	No hay
Japón	Enmiendas a la ley de servicio eléctrico (1995)	Acceso negociado	Ninguna	De costos	1998 2MW
Holanda	Ley de electricidad (1989)	Ninguna	Ninguna	Ninguna	No hay
Nueva Zelanda	Ley de energía y ley de empresas (1992)	Reglas de acceso	Compañía del mercado eléctrico (1996)	-	1993 500 KW, 1994 0 KW
Noruega	Ley de energía 1990	Reglas de acceso	Norwegian power pool (1991) Nordpool (1996)	Precios tope	1991 0KW
Portugal	Ninguna	Ninguna	Ninguna	De costos	1998 1 GW
España	Ley de electricidad (1994)	Acceso negociado	Ninguna	De costos	1998 15GWh, 2000 9 GWh, 2002 5 GWh, 2004 1 GWh
Suecia	Ley de 1992 aprobada en 1996	Reglas de acceso	Nordpool (1996)	ninguna	1996 0 KW
Reino unido	Ley de suministro eléctrico (1990)	Reglas de acceso	Mercado Inglaterra y gales (1990)	Precios tope	1990 1 MW 1994 100 KW, 1998 0 KW
Estados unidos	Ley de política de energía (1992)	Regla de acceso	Ninguna	De costos	Nueva Hampshire, California: 1998 0 KW

Fuente: Faye Steiner, Regulación, estructura industrial y desempeño en la industria eléctrica,

Tabla A3- 2: La Comercialización

FUNCIONES DEL COMERCIALIZADOR	CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Comprar energía en el mercado mayorista o a otros comerciantes de energía.	Transacciones entre generadores, usuarios finales y posibles intermediarios, quienes interactúan libremente (dentro de los límites)	Los consumidores tienen la oportunidad de elegir a su suministrador entre un número de compañías que compiten entre sí, las cuales ofrecen ofertas y tarifas distintas	Su implementación requiere profundos cambios en los esquemas tradicionales de los países.
Competir por el suministro de energía eléctrica en el mercado minorista.	Los usuarios finales son libres de elegir a sus abastecedores de energía y de negociar sus contratos; por el lado de la oferta, los generadores pueden vender su electricidad a cualquier segmento.	Si se mantiene una franja de competidores regulados, estos pueden beneficiarse de las reducciones en los precios reales (sin subsidios) que típicamente acompañan a los procesos de reestructuración, donde se permite competencia.	La experiencia de California y Brasil muestran que el cambio a un sistema de competencia en distribución es un proceso de prueba y error, el cual puede provocar graves crisis dentro de un país, si no se toman los resguardos necesarios.
Procurar los servicios de red (conexión y uso de la red) a los consumidores finales.		Los comercializadores competitivos pueden ofrecer menores cobros por los componentes competitivos que las compañías reguladas	
Proveer servicios de energía al consumidor final que contrate sus servicios.		Las compañías comercializadoras enfrentan una demanda ilimitada que representa una oportunidad para sus utilidades	
Pueden proveer otros productos y servicios, anexados al suministro energético como manejo del riesgo, manejo de la demanda y servicios de uso eficiente de la energía.	Las actividades de la red de transporte y sus precios son regulados procurando la no discriminación en el acceso.	Las empresas pueden ofrecer a sus clientes (reales y potenciales) nuevos productos, servicios y opciones tarifarias.	Debe existir un escenario de políticas que permita su desarrollo y que sea respetado y comprendido por los agentes y en especial por los consumidores.
	Lo anterior a menudo obliga a la separación de todas estas actividades desde la generación hasta los usuarios finales.	Su implementación no requiere cambios en las redes de transporte.	Si los agentes privados no encuentran reales oportunidades de mercado en la competencia minorista no se interesarán en ingresar al mercado
	Existe un operador independiente de la red de transporte, lo que significa que no está controlado por los propietarios del segmento de generación.	Se impulsan contratos de largo plazo, eliminan la volatilidad de los precios Spot lo que tiene directa relación con las inversiones en capacidad.	
puede producir reducción de costos en todos los eslabones de la cadena de abastecimiento		Estimula la competencia en generación	

C) Experiencia en Inglaterra y Gales

c.1) Descripción General

La desregulación británica se inició con la instauración del mercado de la electricidad de Inglaterra y Gales o "*pool*" en 1990. El sistema eléctrico del Reino Unido se privatizó entre los años 1990 y 1994. La industria fue radicalmente reestructurada antes de la privatización, para promover la competencia de manera explícita. En particular, la generación fue separada de la transmisión. Esta primera reforma tuvo como resultado un incremento de la eficiencia productiva que se tradujo en una reducción de los costos de operación y mantenimiento [NEWBERRY y POLLITT 1997]. Sin embargo, a pesar de la entrada de nuevas centrales, persistía el poder de mercado de *General Power* y *Power Gen*. Además se detectó una manipulación del pago por capacidad [NEWBERRY 1999]

En 1998, debido a que la estructura de mercado demostraba ser ineficiente, poco competitiva y susceptible a manipulación OFGEM recomienda al gobierno un nuevo diseño de mercado eléctrico, implementándose el NETA (New Electricity Trading Arrangements) el 27 de marzo de 2001, promoviendo el mercado mayorista, y la realización de contratos bilaterales o la transacción de la energía en una o más bolsas de energía. En este esquema, participan tanto la demanda como la generación, a diferencia del *pool*, en el que la demanda no participaba activamente. Los cambios incrementaron la competencia a nivel de mercado mayorista, favoreciendo así a los usuarios finales con una reducción alrededor del 20% en las tarifas de electricidad.

c.2) Etapas de liberalización del mercado inglés

Tabla A3- 3: Etapas de liberalización del mercado inglés

Fecha	Consumo	N° de Clientes
1990	>1 MW	5,000
1994	>100 KW	50,000
1998	Todos los consumos	23'000.000

Fuente: [MILLÁN 1996] pág. 88

La entrada al mercado no regulado en Gran Bretaña, pasó por tres etapas, las cuales se presentan en la tabla A3-3. El año 1998 se dio el acceso total al mercado no regulado.

Figura A3- 1: Evolución de la Estructura de la Industria en Inglaterra y Gales



Fuente: http://www2.isa.com.co/gmem/servicios_informacion/servicios_virtuales/capitulo3/isacom/FR431_16/imprimir-isacom.htm

El cambio en el escenario permitió tres tipos de cobros a los clientes, estos son descritos en la tabla A3-4, los cuales permiten ahorros a los consumidores. El ahorro para los nuevos clientes depende del tipo de método de pago que estos escojan.

Tabla A3- 4: Ahorro de electricidad en Gran Bretaña según tipo de cobro

Ahorro promedio por tipo de Consumidor	Débito directo	Pago trimestral	Medidor pre pagado
6600 MWh Anuales	9.9%	9.6%	6.2%
3300 MWh Anuales	9.8%	8.6%	6.4%
1500 MWh Anuales	5.1%	5.4%	4.6%

Fuente: El Mercado Eléctrico Inglés: Desde su Desregulación hasta Nuestros Días [RUDNICK1999]

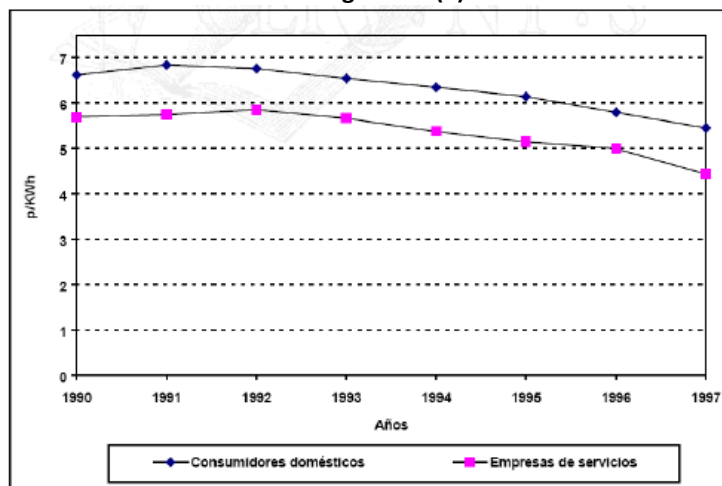
c.3) Ventajas y Desventajas de la Comercialización en Inglaterra

A continuación se presentan las ventajas y desventajas de la comercialización en Inglaterra, relacionados con los precios, la regulación, posibilidad de cambio de comercializador, prácticas de los comercializadores, entre otros aspectos:

Tabla A3- 5: Evolución de Precios en los Mercados de Inglaterra y Gales

Período	Ventajas	Desventajas
1990-1997	Precio de La Electricidad para Consumidores Domésticos y empresas de Servicios, presenta una tendencia decreciente (Fig. A3-2)	El modelo Pool, pagaba por capacidad a los generadores. Pese al incremento de la generación, se produjo ejercicio de poder de mercado, que no permitió el traslado a menores precios a consumidores. Esto motivo la creación de NETA [DAMMERT ET AL 2008]
1997-1999	Los precios para consumidores domésticos se redujeron en un promedio de 5% ó 6%. Bajas de 12% se dieron en el área de distribución de la empresa Scottish-Hydro. Existen posibilidades de ahorro según tipo de cobro [RUDNICK ET AL 1999]	
2001-2002	La implementación del NETA – iniciado en marzo de 2001, incrementó la competencia a nivel de mercado mayorista, con una reducción alrededor del 20% en las precios (fig. A3-3) [ISA 2002]	
2008-2010 (Marzo)	Desde el inicio del año 2009 se produjo un descenso de los precios Mayoristas que se mantuvo hasta mediados de 2009 (fig. A3-4) [OMEL 2009]	Desde mediados de 2009 a inicios de 2010 se produjo una tendencia al incremento, tendencia seguida por los precios de los mercados de materias primas energéticas
Agosto 2004 a febrero de 2011	Desde febrero de 2009, hay una tendencia decreciente de la factura típica, costo de la energía en el mercado mayorista y otros costos (fig. A3-5) [OFGEM 2011]	La factura típica del cliente de electricidad, ha pasado de 300 £ /cliente/ año a más de 500 £ /cliente/ año (66% más)

Figura A3- 2: Evolución del Precio de La Electricidad para Consumidores Domésticos y empresas de Servicios de Inglaterra (*)



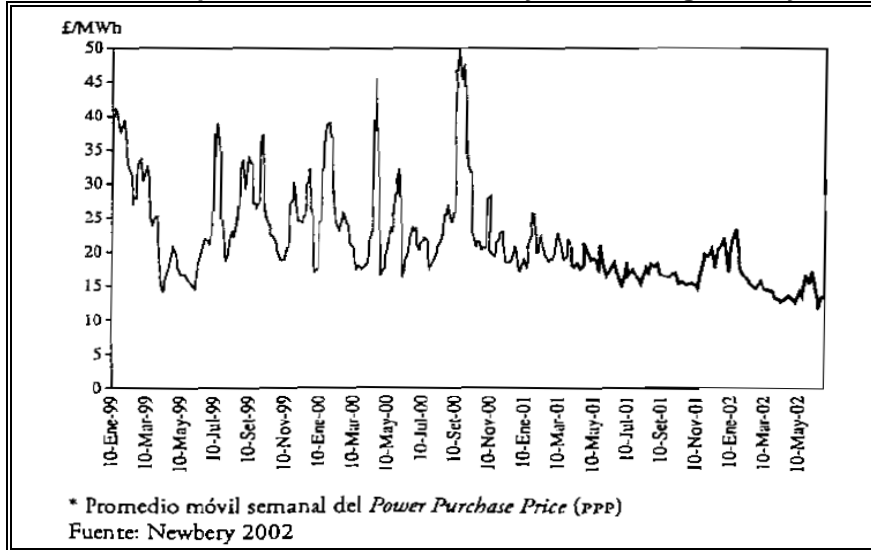
(*) Expresado en términos reales (peniques 1990). Fuente [Green 1998b]

Tabla A3- 6: Reducción del Precio de La Electricidad para los clientes Industriales (1989/90 – 1996/97) (*)

Inglaterra		
Grupo de Clientes	Reducción Media	Precio en 1996/97 (p/kwh)
Pequeños	19.4%	5.01
Medianos	24.6%	3.76
Grandes de los que	22.1%	2.88
-Moderadamente grandes	24.0%	3.16
-Muy Grandes	17.8%	2.52

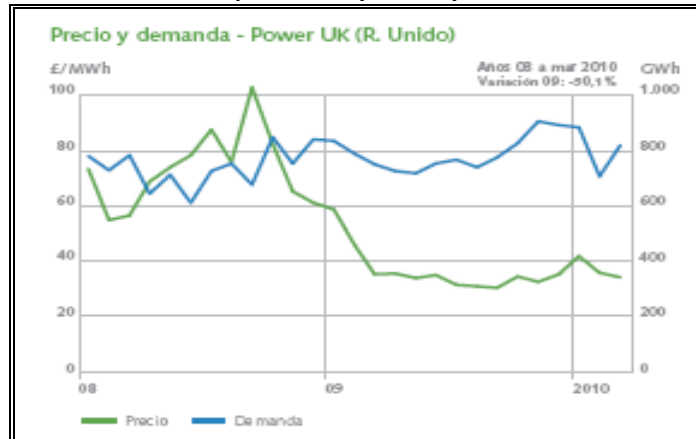
(*) En términos reales: Fuente [LITTLECHILD 1998]

Figura A3- 3: Evolución de precios en el mercado mayorista en Inglaterra y Gales (1999-2002)



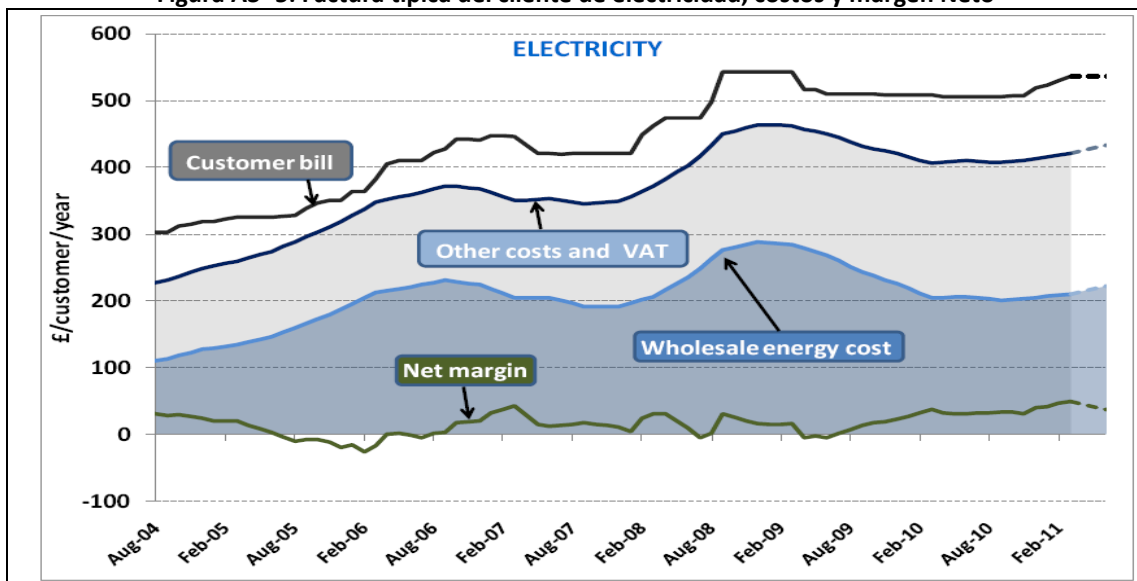
Fuente: [DAMMERT ET AL 2008] PÁG. 257

Figura A3- 4: Evolución de precios Mayoristas y demanda en el Reino Unido



Fuente: [OMEL 2009] pág. 28

Figura A3- 5: Factura típica del cliente de electricidad, costos y margen Neto



Fuente: [OFGEM 2011] pág. 7

Una evaluación realizada por OFGEM (*Office of the Gas and Electricity Markets*) en enero de 2011 sobre prácticas de los comercializadores en el mercado de energía minorista, encontró los siguientes resultados [OFGEM 2011]:

Tabla A3- 7: Marco regulatorio

Ventajas	Desventajas
El Estado establece el marco general de política de competencia, la cual está regulada por las autoridades independientes de competencia del Reino Unido. Hay cuatro órganos de competencia principal que son responsables de investigar y hacer cumplir las decisiones sobre asuntos de la competencia en el mercado, cuyas responsabilidades se detallan en la tabla A3-8.	Cualquier intervención regulatoria para hacer frente a las prácticas inadecuadas de los comercializadores puede tener consecuencias no deseadas sobre los incentivos a los comercializadores de ofertar productos y el desarrollo sostenible, por lo que el análisis debe ser cuidadoso.
Además existen autoridades sectoriales (reguladores de servicios y otros) que promueven o facilitan la competencia dentro de sus sectores. El regulador en los mercados energéticos que tiene poder para aplicar la Ley de competencia 1998 simultáneamente con la OFT (The Office of fair trading) es Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets).	
OFGEM protege los intereses de los clientes, mediante la promoción de una competencia efectiva. [OFGEM 2011]	

Tabla A3- 8: Supervisión de la competencia en el mercado Inglés

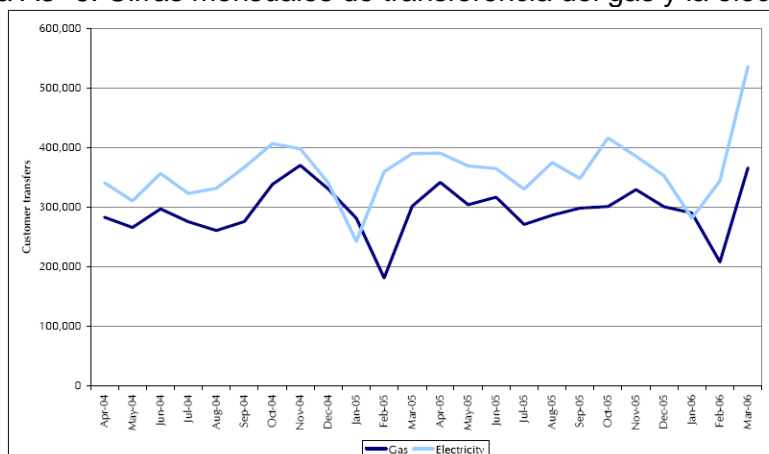
Autoridad	Descripción	Responsabilidades
(OFT)	Servicio de protección del consumidor	Hacer cumplir la competencia y que los mercados funcionen bien en beneficio de los consumidores. Investiga prácticas anti competitivas en los mercados, las fusiones y aplica la ley del consumidor
(CC)	La Comisión de la competencia	Lleva a cabo investigaciones sobre las fusiones, los mercados y la regulación de ciertas industrias tales como empresas de servicios y comunicaciones. Sólo actúa a requerimiento de la OFT, uno de los reguladores sectoriales o en circunstancias excepcionales a pedido del Secretario de Estado.
(CAT)	Tribunal de apelación de la competencia	Conocer y pronunciarse sobre las apelaciones de las decisiones tomadas por las autoridades de competencia.
La Comisión Europea	Dirección General de Competencia	Tiene competencias exclusivas para actuar sobre ciertas grandes fusiones con una dimensión europea. También tiene poderes para investigar las prácticas anticompetitivas cuando el comercio se realiza entre los miembros de la Comunidad Europea, o en algunos casos en que el espacio económico europeo (EEE), es afectado.

Tabla A3- 9: Posibilidad de cambio de comercializador

Ventajas	Desventajas
Desde 1999 en que se introdujo la competencia plena, los clientes han sido capaces de cambiar a su proveedor de gas y de electricidad[OFGEM 2011]	Aunque a los consumidores domésticos no se les puede impedir el derecho de cambio de proveedor, los altos costos contractuales de las tasas que se les aplica por la terminación anticipada del contrato, puede disuadirles del cambio. [OFGEM 2011]
Los incentivos para persuadir a los clientes a cambiar de proveedor o tarifa desempeñan un papel importante en el ejercicio de la presión competitiva en un mercado de electricidad saludable.	Sin embargo, si los consumidores toman decisiones contrarias a sus intereses pueden dar lugar a perjuicios para éstos y distorsionar las señales del mercado referidas a precio, calidad e innovación. [OFGEM 2011]

Fuente: [OFGEM 2011] Elaboración propia.

Figura A3- 6: Cifras mensuales de transferencia del gas y la electricidad



Fuente: [OFGEM 2006]

Tabla A3- 10: Razones para el cambio de Proveedor de Electricidad en Inglaterra

Razones de cambio de proveedor	Porcentaje (%)
Precios más bajos	83
Ambos combustibles (Gas, Electricidad)	47
Vendedor persuasivo	18
Mejor servicio	11

Fuente: El Mercado Eléctrico Inglés: Desde su Desregulación hasta Nuestros Días [RUDNICK ET AL 1999]

Tabla A3- 11: Contratos en el mercado de consumidores domésticos

Ventajas	Desventajas
Cláusula de renovación automática del contrato	
Algunos comercializadores brindan información sobre los costos de las tasas de terminación del contrato en un lugar destacado en los términos y condiciones del contrato y usan un lenguaje claro y transparente para comunicarlo.	Varios comercializadores proporcionan detalles de costos de las tasas de terminación, pero no describen lo que sucederá a los clientes al final de su contrato a plazo fijo [OFGEM 2011]
Sólo un proveedor declaró que los consumidores podrían ser puestos en otra tarifa de protección fija o en una tarifa de precios fijos (Fixed Term Offer) al final de su contrato tanto en sus materiales de marketing, en las condiciones tarifarias y en los términos contractuales	Otros comercializadores proporcionan toda la información pertinente en sus materiales de marketing. Sin embargo, en los términos y condiciones del contrato usan letra pequeña [OFGEM 2011]
No todos los comercializadores operan renovaciones automáticas de contratos. Algunos de ellos piden aprobación de los consumidores antes de que éstos puedan ser transferidos a un contrato de plazo fijado con posterioridad, o a alguna otra oferta.	Para tres de los seis grandes comercializadores ⁶ , los términos y condiciones del contrato a los clientes actuales de plazo fijo eran difíciles de encontrar en línea [OFGEM 2011]

⁶Big 6: Centrica plc (three retail brands, British Gas, Scottish Gas and Nwy Prydain in England, Scotland and Wales respectively), E.ON UK, Scottish and Southern Energy (SSE), RWE npower, EDF Energy and ScottishPower

Notificación del término del Contrato de plazo fijo y renovación automática	
Ventajas	Desventajas
Los comercializadores suelen comprometerse a enviar correos directos a los consumidores que se encuentran actualmente en un contrato de Plazo Fijo avisándoles que éste ha caducado o está cerca de la fecha de caducidad.	Sin embargo, el contenido y la frecuencia de esta correspondencia varían entre los comercializadores, y también puede variar entre los contratos.
A los comercializadores esto les permite construir una relación con el consumidor y desarrollar su marca [OFGEM 2011]	La mayoría de los comercializadores practica un método "opt-out" (optar por no) efectuar renovaciones automáticas de contratos. Este método requiere que los consumidores indiquen al comercializador sólo si no desean que se cambie a otro producto, a menudo al término del contrato. La ausencia de comunicación del consumidor se considera como aceptación tácita de la oferta de productos posteriores.
Para el consumidor, la comunicación de ese tipo permite tanto la información como la oportunidad para tomar una decisión acerca de sus opciones de energía del producto. [OFGEM 2011]	
Dos comercializadores que funcionan con un método "opt-in" optan - en " el acercamiento, por el cual sólo hacen cambiar a los consumidores a un producto fijo o tope si ellos contratan con el proveedor y lo piden, o están de acuerdo con el nuevo trato, de otra manera ellos vuelven a una tarifa estándar (permanente) cuando el contrato corriente termina	Para los que operan un método "opt-out", algunos comercializadores presentan a los consumidores sólo la tarifa estándar como una opción después de un determinado periodo de plazo, mientras que otros informan al consumidor una gama de productos a elegir. [OFGEM 2011]
La mayoría de los 6 grandes comercializadores utilizan dos correos directos para comunicarse con los consumidores. Normalmente la primera comunicación es un recordatorio de que la tarifa de energía llegó al final, tomando nota de los acuerdos al final del periodo de plazo determinado. La segunda correspondencia proporciona detalles de la nueva tarifa, y la información acerca de cómo el consumidor puede participar en el proceso si así lo desea de una tarifa alternativa. Si sólo se envía un correo, éste ofrece una información similar a la segunda correspondencia descrita anteriormente.	Si un consumidor sale de un contrato antes del plazo acordado, los comercializadores pueden enfrentar mayores riesgos de costos asociados con el exceso de energía o los costes de inversión que no pueden ser cubiertos por los ingresos esperados. [OFGEM 2011]
Cuando a los consumidores les notificaron que ya habían sido colocados automáticamente en un Contrato de Plazo Fijo posterior, fueron capaces de optar por retirarse de la tarifa a través de llamadas telefónicas del proveedor.	Algunas prácticas denotan falta de transparencia (por ejemplo, el uso de la letra pequeña), la falta de claridad (por ejemplo, el uso de lenguaje legalista o complejo) o la falta de detalle (por ejemplo, cuando los detalles específicos de las ofertas posteriores, como el precio y el nombre de la tarifa no se dan). [OFGEM 2011]
Los comercializadores que emplean el método "opt-in", en la sección que describe las opciones del contrato éstas se explican claramente, y a los consumidores se les ofrece un producto similar a la tarifa anterior. [OFGEM 2011]	En los contenidos proporcionados a los consumidores al término de un contrato de plazo determinado, la evidencia sugiere que algunos comercializadores no están brindando todos los detalles de las funciones clave. Por ejemplo, los clientes no son siempre informados claramente sobre las modalidades disponibles al final del contrato, las tarifas aplicables de terminación o detalles sobre la naturaleza de los tipos de contrato de tiempo limitado [OFGEM 2011]

Fuente: [OFGEM 2011], elaboración propia

Tabla A3- 12: Las tasas de terminación de contrato

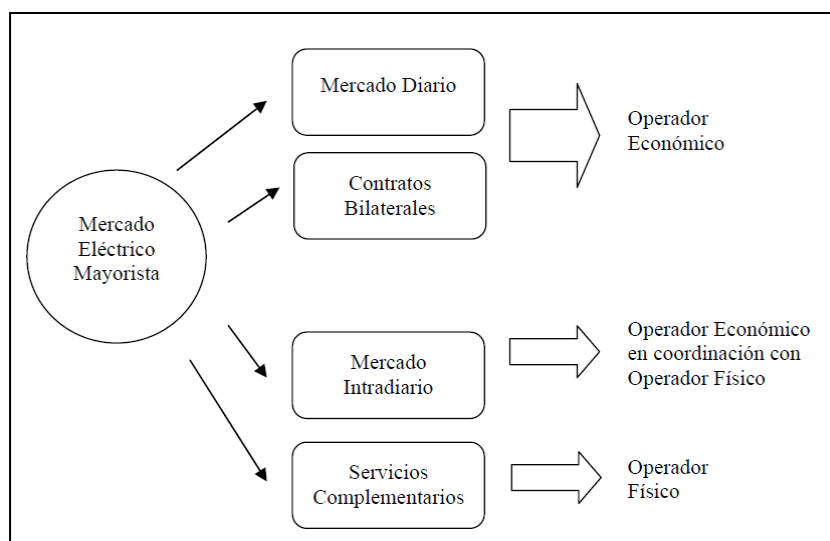
Ventajas	Desventajas
Ofrece a los comercializadores la seguridad de que un consumidor se mantendrá con ellos por un período de tiempo y al precio acordado en el contrato de plazo fijo [OFGEM 2011]	Las tasas de terminación en el tiempo pueden llegar a ser onerosas, y actuar como una barrera a la participación de los consumidores, en particular cuando los consumidores no son plenamente conscientes de los términos relativos a esos gastos. [OFGEM 2011]
Los comercializadores pueden ser capaces de ofrecer un precio diferente o más competitivo a los clientes con los que acuerda los términos en comparación con aquellos en que las condiciones no están fijadas	
Para ayudar a minimizar el riesgo asociado a las fluctuaciones del mercado al por mayor y reducir al mínimo la necesidad de construir una "prima de riesgo" en el costo de un producto, los comercializadores pueden optar por cobrar un cargo por terminación para alentar a los consumidores a mantener su contrato.	Recientemente un proveedor ha lanzado una tarifa de precio fijo de cinco años con tasas de terminación escalonada, que fueron los más altos observados desde la apertura del mercado. Con esta oferta, si un consumidor se retira en el primer año de su período fijo se le cobra un cargo por terminación de £ 100, si es que sale en el segundo año la tasa es de £ 75 y si se retira en los dos últimos años se pagan £ 50.
Actualmente las tasas de terminación son relativamente pequeñas en comparación con el valor de las cuentas anuales típicas. Sin embargo, como en cualquier mercado competitivo, con el tiempo las características de estos productos pueden evolucionar[OFGEM 2011]	
Algunas tarifas de terminación pueden ser justificables. Dependiendo de la naturaleza del producto que ofrece la energía, los comercializadores pueden tratar de acordar contratos a largo plazo que pueden permitirles la compra de energía o invertir en infraestructura (tales como en tecnología verde) sabiendo que tienen un determinado nivel de demanda, lo que puede ayudar a reducir los costos y mantener los precios bajos para los consumidores	

Fuente [OFGEM 2011], elaboración propia

D) Experiencia en España

d.1) Descripción General

Figura A3- 7: Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista Español



El sector eléctrico español ha sufrido una profunda transformación desde el año 1998. Como consecuencia de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, se estableció la separación entre las actividades reguladas (transporte y distribución) y las no reguladas (producción y comercialización), debiendo las empresas eléctricas separar contable y jurídicamente dichas actividades.

Cabe señalar que aunque las actividades no reguladas se desarrollan en régimen de libre competencia, están sometidas a autorización administrativa.

El mercado de electricidad, también denominado mercado de producción, es el conjunto de transacciones derivadas de la participación de los agentes del mercado en las sesiones de los mercados diario e intradiario y de la aplicación de los Procedimientos de Operación Técnica del Sistema (Figura A3-7). Los contratos bilaterales físicos realizados por vendedores y compradores se integran en el mercado de producción una vez finalizado el mercado diario.

d.2) Etapas de liberalización del mercado

La Ley 54/1997 dispuso una paulatina desregulación de la normativa que definía a los clientes cualificados. En el período que medió entre la entrada en vigencia de la Ley 54/1997 y el 1 de enero de 2003, el límite para poder optar para ser cliente cualificado fue disminuyendo tal como se muestra en la Tabla A3-13.

Tabla A3- 13: Variación del límite para definir clientes cualificados

Marco jurídico	Fecha	Requisito para ser cualificado	Apertura del Mercado
Ley 54/1997	1/Enero / 1998	Consumo anual ≥ 15 GWh	26%; 700 suministros
RD 2820/1998	1/Enero /1999	Consumo anual ≥ 5 GWh	33.40% 2300 suministros
	1/Abril / 1999	Consumo anual ≥ 3 GWh	37% 3800 suministros
	1 /Julio / 1999	Consumo anual ≥ 2 GWh	39.60% 5600 suministros
	1/octubre/1999	Consumo anual ≥ 1 GWh	43.40% 10,000 suministros
RD-L 6/1999	1 /Julio / 2000	Suministro > 1 kV.	52.30% 65,000 suministros
RD-L 6/2000	1/Enero /2003	Todos los consumidores	100% 21'500,000 suministros

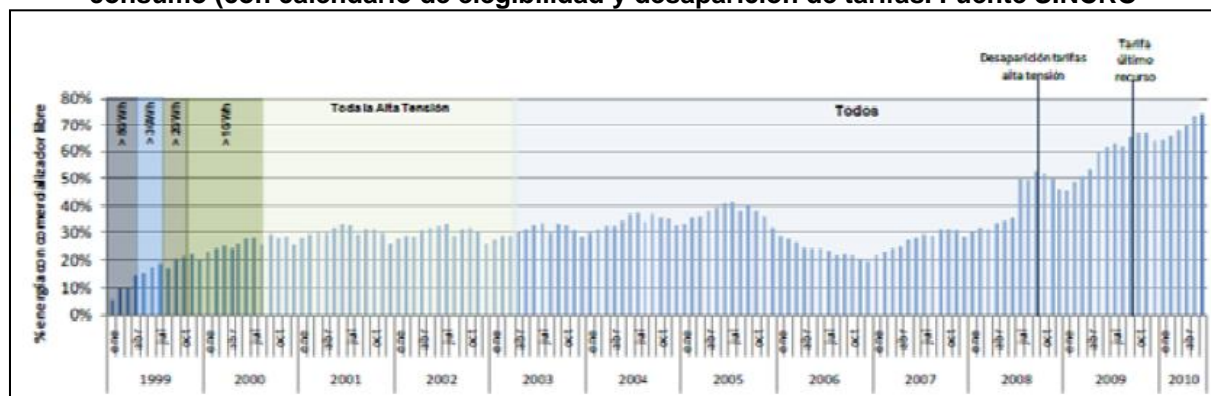
Fuente: [BLANCO 2005] pág. 269

d.3) Ventajas y Desventajas de la Comercialización en España

d.3.1) Situación general del mercado minorista. En junio de 2010, el número total de suministros de electricidad en España alcanza los 27,3 millones, lo que representa un incremento del 0,1% con respecto a junio de 2009 [DURBAN 2010]

De los 27,3 millones de suministros casi 26,5 millones (97%) con un consumo agregado del 36% de la energía, corresponden al segmento doméstico, 0,8 millones (3%) con un consumo del 22% al segmento PYMES y 20.155 suministros (0,1%) con un consumo del 42% al segmento industrial [DURBAN 2010]

Figura A3- 8: % de Energía suministrada a través del comercializador libre sobre el total de consumo (con calendario de elegibilidad y desaparición de tarifas. Fuente SINCRO



Fuente: [DURBAN 2010 b]

d.3.2) Suministros a través de comercializador libre: grado de avance. El número de consumidores suministrados a través de comercializador libre sigue creciendo desde el año 2008. Los suministros en mercado libre registrados en junio de 2010 se han incrementado en más de 1,8 millones con respecto al año anterior, hasta alcanzar casi los 4,6 millones (16.84%). En términos de energía, estos suministros consumen un 70 % del total de la energía del sistema (Fig. A3-8) [DURBAN 2010]

Tabla A3- 14: Ventajas y Desventajas de la Comercialización en España

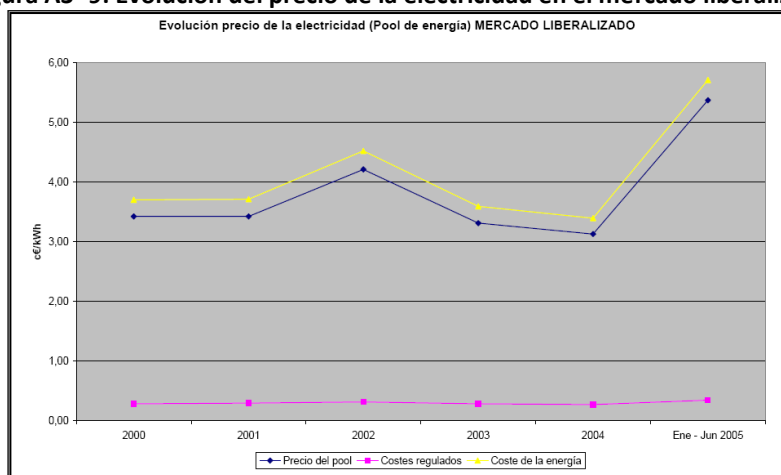
Ventajas	Desventajas
Los comercializadores pactan libremente con sus clientes el precio de la energía suministrada.	Hacia el año 2005: Escasa reacción de los consumidores [BLANCO
Los comercializadores además brindan servicios asociados como medición y facturación.	Esta rigidez que se ve acentuada en el caso de España por el hecho de que la distribución esté en las mismas manos que la generación y, por tanto, aun en el supuesto de un mercado plenamente liberalizado, los distribuidores tendrían escasos incentivos para comportarse agresivamente en el mercado final. [BLANCO 2005]
Los clientes tienen la posibilidad de cambiarse de proveedor.	
El análisis de los precios medios mensuales en el período de 2008 a marzo de 2010 refleja la mayor convergencia seguida por los precios europeos, excepto Italia. [OMEL 2009].	
Desde el inicio del año 2009 se produjo un descenso que se mantuvo hasta mediados de 2009. Esto guarda, sin duda, relación con la tendencia seguida por los precios de los mercados de materias primas energéticas.[OMEL 2009]	Durante el año 2008, se apreciaron subidas generalizadas en todos los mercados. [OMEL 2009]
La CNE (Comisión Nacional de Energía): Es el ente regulador de los sectores energéticos (electricidad e hidrocarburos). Sus objetivos son garantizar la competencia real en el sector energético y la objetividad y transparencia de su funcionamiento	A pesar de que desde el año 2003, todos los consumidores en el territorio peninsular español tienen libertad para elegir suministrador y acceder al suministro eléctrico a precios liberalizados, hacia el año 2005, sólo un 5,7 % de los puntos de suministro recibían la energía a precios no regulados [BLANCO 2005]
La aparición en julio de 2009 de los comercializadores de último recurso (CUR), como nuevos agentes con determinadas obligaciones de suministro a los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso, ha aportado un mayor dinamismo al mercado eléctrico[OMEL 2009]	
A partir del 1 de julio de 2009 entró en vigor un nuevo sistema de tarifas eléctricas en el que coexistirán, por un lado, el mercado libre, y por otro lado, una tarifa fijada por el Gobierno: la Tarifa de Último Recurso (TUR). La TUR es el precio regulado por el Gobierno para el suministro obligatorio a los clientes que no quieren o no pueden buscar otras ofertas en el mercado.	
En general se observa que las ofertas son iguales o mejoran ligeramente a las del anterior análisis efectuado por CNE en febrero de 2010. En algunas de las ofertas, se observan precios inferiores en más de un 6% a los analizados en Febrero. Análisis realizado por la CNE en mayo de 2010. Período de análisis del 3 al 9 de mayo de 2010.	Se configura como una tarifa refugio y está reservada para los consumidores que tienen una potencia contratada inferior a 10 KW, segmento en el que se encuentran prácticamente todos los consumidores domésticos.
El comercializador contrarresta el posible poder de mercado de los generadores en el mercado mayorista. A noviembre de 2010 el 70% de la energía es consumida en régimen de mercado libre	sólo el 30% de la energía suministrada se hacía en régimen de libertad de precios hacia el 2005 [BLANCO 2005]
La autoridad reguladora contribuye a garantizar, junto con otras autoridades pertinentes, la efectividad y aplicación de las medidas de protección de los consumidores.	A finales del segundo trimestre de 2010, la mayoría de los consumidores del segmento doméstico (85%) que equivales a 26.2 millones, continúan siendo suministrados a través de un CUR. En este segmento, solo el 15% en términos de número de puntos de suministro y el 23% en términos de energía, son suministrados a través de comercializador libre.
Estas obligaciones de control podrán desempeñarlas otros organismos distintos de la autoridad reguladora. En ese caso, la información resultante de dicho control se pondrá a disposición de la autoridad reguladora a la mayor brevedad	
Se regulan las condiciones de los contratos de suministro de energía: identidad y la dirección del suministrador-servicios prestados-servicio de mantenimiento-tarifas aplicables y los gastos de mantenimiento-duración del contrato y condiciones para la renovación-acuerdos de compensación y reembolso-procedimiento de resolución de conflictos	
Aviso previa modificación contractual y derecho a rescindir el contrato.-información transparente sobre los precios, tarifas y condiciones generales aplicables al acceso y al uso de los servicios-libertad sistemas de pago-cambiar de proveedor sin coste[DURBAN 2010c]	

Ventajas	Desventajas
Procedimientos transparentes, sencillos y poco onerosos para tramitar reclamaciones; información, derechos servicio universal; acceso a los datos de medición a cualquier empresa de suministro registrada; liquidación de la cuenta después de cualquier cambio de suministrador en 6 semanas[DURBAN 2010c]	A partir de octubre de 2009 y hasta el 1 de abril de 2010 se dispuso el incremento del precio trimestralmente, hasta un 5%. [CEACCU 2009]
Sistemas de contador inteligente- Información del consumo real de electricidad y de los costes con frecuencia necesaria para el cliente y así éste pueda regular su consumo. [DURBAN 2010c]	A septiembre de 2010, existen 172.360 puntos de suministro sin derecho a TUR que aún son suministrados por un CUR a precio disuasorio. Es significativo que en esta cifra no sólo se hallan clientes que no encuentran suministrador en mercado libre sino que en el último año analizado, 96 puntos de suministro industrial y 3.209 pymes que previamente eran suministrados por un comercializador libre, han vuelto a CUR.
Se refuerza la figura del regulador y se amplían sus competencias	
Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE. (Directivas sobre creación del Mercado Interior de la Energía) [DURBAN 2010c]	
Cooperación de organismos reguladores nacionales. Promover la cooperación entre operadores de red (ENTSO): Desarrollo de códigos europeos de red. Reforzar la independencia y poderes de los reguladores nacionales. Una mayor transparencia. Una mayor protección del consumidor de electricidad[DURBAN 2010c]	
<ul style="list-style-type: none"> •Nuevas competencias para ARNs–mercados minoristas •Información sobre consumo (formato estándar para comparar ofertas) •Facturación –qué, cuándo y cómo •Cambio de suministrador en tres semanas •Consumidores vulnerables (criterio claro -restrictivo) •Puntos de contacto únicos (independientes) para la tramitación de quejas y reclamaciones Meta de 80 % de medidores inteligentes para el 2020 [DURBAN 2010c]	
El Tercer Paquete: "Nuevas obligaciones de servicio público y protección del cliente", artículo 3 de las Directivas. "Los Estados miembros garantizarán que los suministradores de electricidad indiquen en las facturas, o junto a ellas, y en la documentación promocional puesta a disposición de los clientes finales: (...)c) la información relativa a sus derechos respecto de las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio."Párrafo 12:"Los Estados miembros garantizarán la creación de puntos de contacto únicos para ofrecer a los consumidores toda la información necesaria relativa a sus derechos, a la legislación en vigor y a las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio. Estos puntos de contacto podrán formar parte de los puntos generales de información de los consumidores.	Los consumidores con potencia contratada superior a los 10kW que no hubieran elegido antes del 1 de julio de 2009, un comercializador en mercado libre, han pasado a ser suministrados automáticamente por el Comercializador de Último Recurso de su empresa distribuidora, pero se les aplica un precio superior, que se irá incrementando automáticamente con el tiempo: [CEACCU 2009]
Párrafo 13 : "Los Estados miembros garantizarán la existencia de un mecanismo independiente, como un defensor del pueblo para la energía o un órgano de los consumidores, encargado de tramitar eficazmente las reclamaciones y la solución extrajudicial de conflictos." [DURBAN 2010c]	A partir del 1 de abril de 2010 y durante seis meses se aplicó a los precios de la TUR en la modalidad de sin discriminación horaria incrementos de un 20%.
La autoridad reguladora será competente de controlar:-el grado y la efectividad de apertura del mercado y de competencia-los intercambios de electricidad -los precios domésticos-los sistemas de pago anticipado-los índices de cambio de compañía-los índices de desconexión-las tarifas de los servicios de mantenimiento y de su ejecución -las reclamaciones de los consumidores domésticos - cualquier falseamiento o restricción de la competencia, Nuevas competencias supervisoras para la autoridad reguladora en el artículo 37 de las Directivas.	Transcurridos esos 6 meses (1 de octubre de 2010) sin que se haya contratado con un comercializador en mercado se considerará rescindido el contrato con el comercializador de último recurso y se procederá a la suspensión del suministro. [CEACCU 2009]

Ventajas	Desventajas
<p>Acta Única Europea: se habla por primera vez de protección de los consumidores. [DURBAN 2010c]</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tratado de Maastricht: consolida la política de protección a los consumidores europeos. Título XI sobre Protección de los Consumidores y art. 129 A sobre mecanismos para conseguir un “alto nivel de protección de los consumidores”. • Tratado de Ámsterdam: modifica el antedicho artículo que comienza ahora haciendo una enumeración de los derechos de los consumidores. • Proyecto de Constitución Europea finaliza la “Carta de Derechos fundamentales de la Unión” afirmando que “en las políticas de la Unión se garantizará un nivel elevado de protección de los consumidores”. (El Tercer Paquete: La protección del consumidor) 	
<p>Carta Europea de los Derechos de los Consumidores de Energía</p> <p>Los objetivos de la Carta:</p> <ul style="list-style-type: none"> •-. protección más eficaz de los ciudadanos vulnerables •-. más información a los consumidores •-. menos burocracia para cambiar de suministrador •-. Proteger al consumidor de las prácticas de venta abusivas. <p>• El Comisario Europeo de Energía sobre los derechos de los consumidores de energía, “Consumers Come First in the Internal Energy Market”, Bruselas 6 de mayo de 2008</p>	
<p>En el año 2008 nace el Foro de Londres como plataforma regulatoria para promover la competencia, la eficiencia energética y el establecimiento de mercados minoristas justos en beneficio de los consumidores.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Participantes: la CE, reguladores, Ministerios, empresas energéticas y asociaciones de consumidores. • Reuniones anuales. [DURBAN 2010c] 	
<p>Nace el Foro de Londres como plataforma regulatoria sobre protección del consumidor</p> <p>Trabajos en curso:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Definición “consumidor vulnerable” a nivel nacional. • Impulso transposición Anexo Directivas. • Creación grupo expertos para analizar modelo mercado minorista europeo. • Estandarización procedimientos resolución disputas. [DURBAN 2010c] 	
<p>Trabajos en curso:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contadores inteligentes (<i>smart metering</i>) para promover la eficiencia energética. • Facturación (<i>billing</i>): mayor transparencia y comparativa de ofertas. • Unbundling DSOs: promover competencia entre distribuidores. 	
<p>Trabajos en curso:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cambio suministrador (<i>switching process</i>) • Creación a nivel nacional de un organismo mediador: <i>energy ombudsman</i>. • <i>Single point of contact</i>. [DURBAN 2010c] 	
<p>Los reguladores europeos cooperan voluntariamente desde el año 2000</p> <ul style="list-style-type: none"> • CEER (<i>Council of European Energy Regulators</i>). • Asociación sin ánimo de lucro establecida en el año 2000. • Reguladores de los 27 países de la UE + Noruega e Islandia. • Objetivo: facilitar la creación del mercado interior de gas y electricidad. [DURBAN 2010c] 	<p>Precios regulados son menores que el coste de la energía y el precio del pool en el período 2000 a junio de 2005 (fig. A3-9), y no obstante se observan reducciones en la tarifa regulada (tabla A3-15).</p>

Ventajas	Desventajas
Precio medio facturado a consumidores finales a partir del segundo trimestre de 2009 presenta una tendencia decreciente (Fig. 5.9). En el año móvil analizado (abril 2009 – marzo 2010), estos precios descendieron desde 71,8 €/MWh a 65,3 €/MWh. [DURBAN 2010] ver fig. (5-9). Los precios del mercado mayorista español son competitivos en relación a otros países de Europa (fig. 5.7 y 5.8) con tendencia decreciente	Precio medio facturado a consumidores finales en el período comprendido entre el primer trimestre 2006 y segundo trimestre 2009, muestra una tendencia creciente. Ver fig. (A3-12)

Figura A3- 9: Evolución del precio de la electricidad en el mercado liberalizado



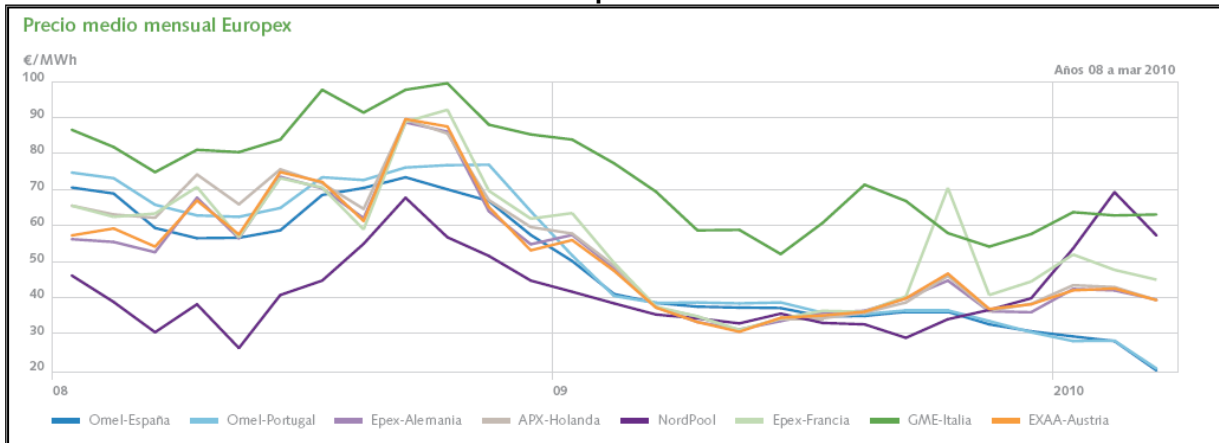
Fuente: [DURBAN Y GÓMEZ 2005] Pág. 121

Tabla A3- 15: Evolución de la tarifa integral (Tarifa Regulada)

AÑO	R.DECRETO TARIFAS Nº	INCREMENTO ANUAL		INC REAL %
		RD TARIFAS %	IPC %	
1997	RD 2657/96	-2,92	2,00	-4,92
1998	RD 2016/97	-3,63	1,40	-5,03
1999	RD 2821/98 Y RD LEY 6/99	-2,57	2,90	-5,47
2000	RD 2066/99	-1,00	4,00	-5,00
2001	RD 3490/00	-2,22	2,70	-4,92
2002	RD 1483/01	0,41	4,00	-3,59
2003	RD 1436/02	1,69	2,60	-0,91
2004	RD 1802/03	1,54	3,40	-1,86
2005	RD /04	1,71	2,00	-0,29
TOTAL		-6,99	25,00	-31,99

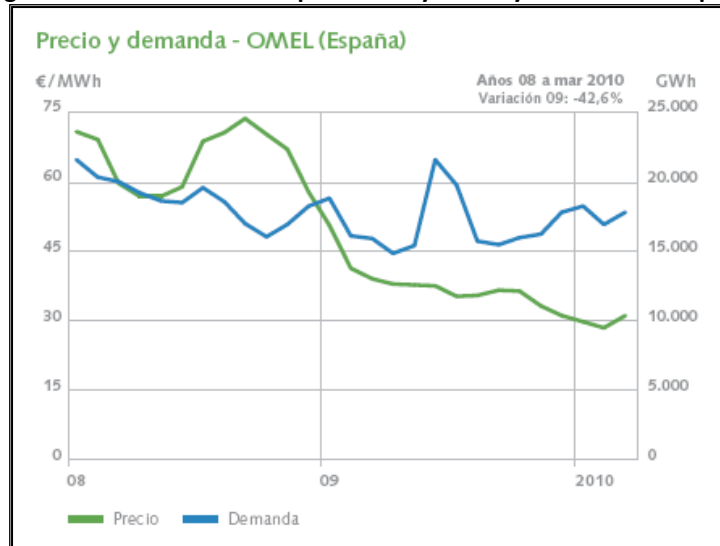
Fuente: [DURBAN Y GÓMEZ 2005]

Figura A3- 10: Evolución comparativa del precio medio Mayorista de Europa en relación a España



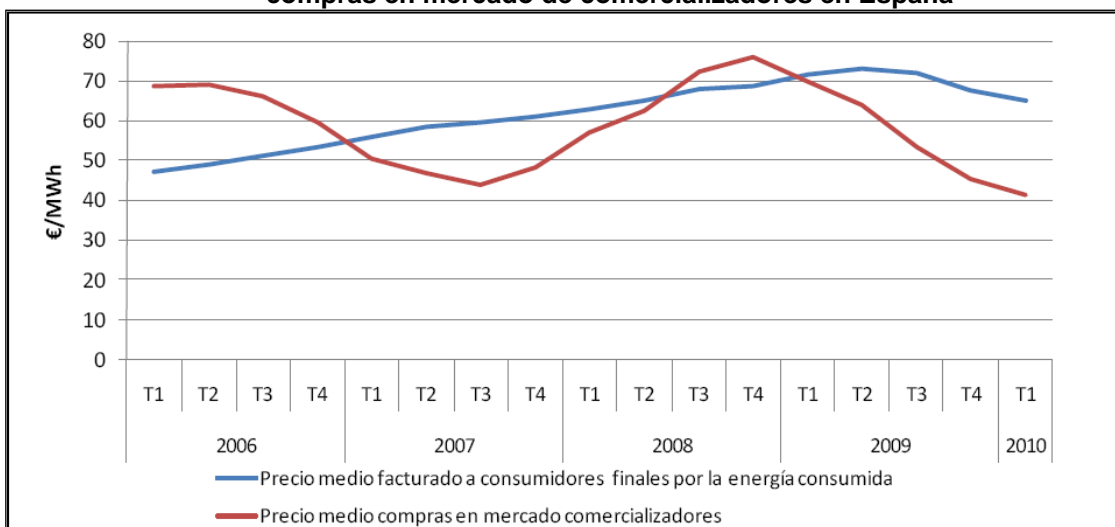
Fuente: [OMEL 2009]

Figura A3- 11 : Evolución de precios Mayoristas y demanda en España



Fuente: [OMEL 2009] pág. 26

Figura A3- 12: Evolución del precio medio facturado a consumidores finales y precio medio de compras en mercado de comercializadores en España



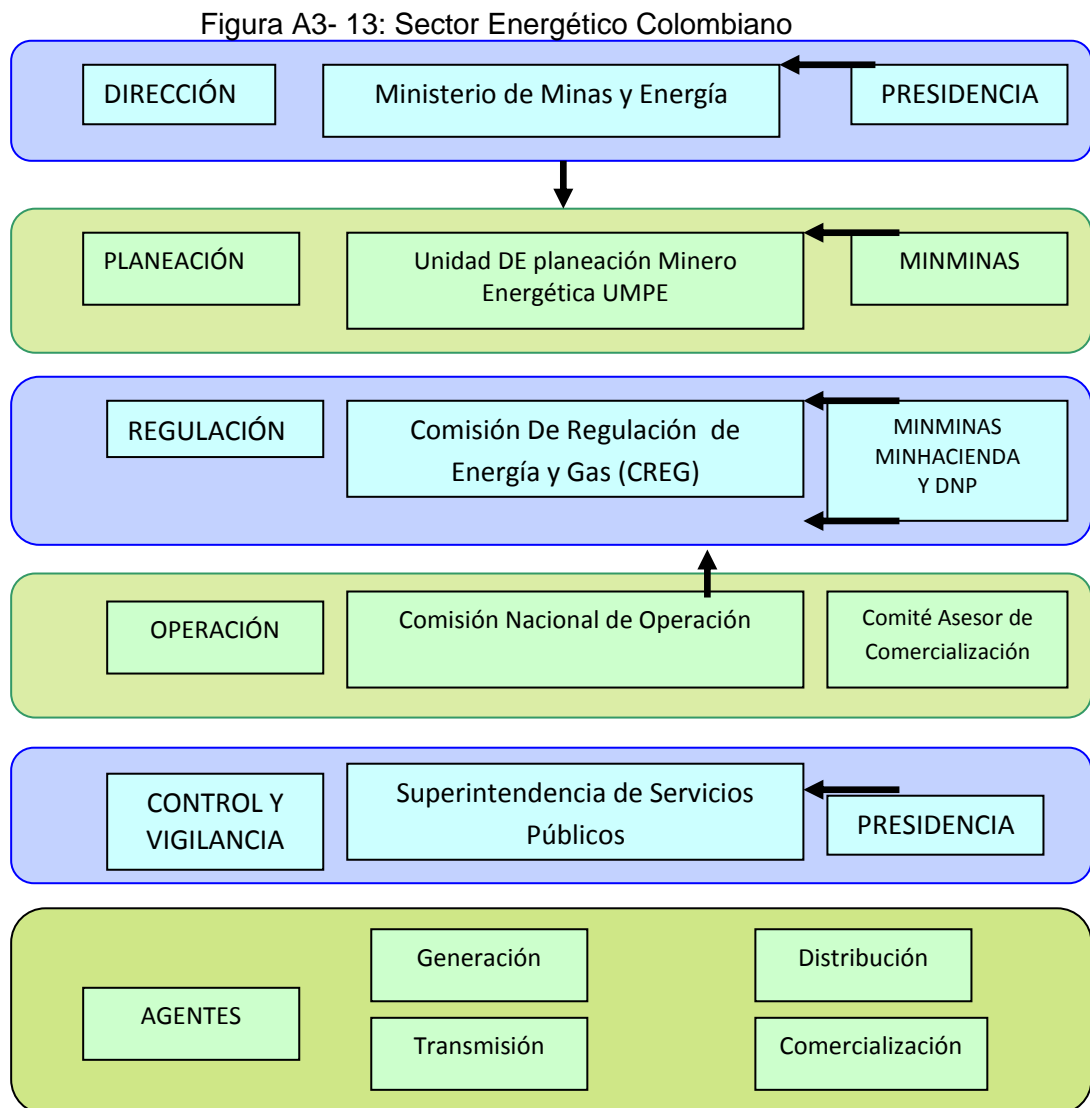
Fuente: [DURBAN 2010]

E) Experiencia en Colombia

e.1) Descripción General

Colombia inicia su proceso de reestructuración del mercado eléctrico en 1994, y el 20 de julio de 1995 la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas promulga las reglamentaciones básicas y pone en funcionamiento el nuevo esquema.

Así se crea un mercado mayorista competitivo, en el cual participan generadores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad. La CREG definió los alcances de este mercado y estableció dos grandes espacios para realizar las transacciones mayoristas: el mercado libre y el mercado regulado.

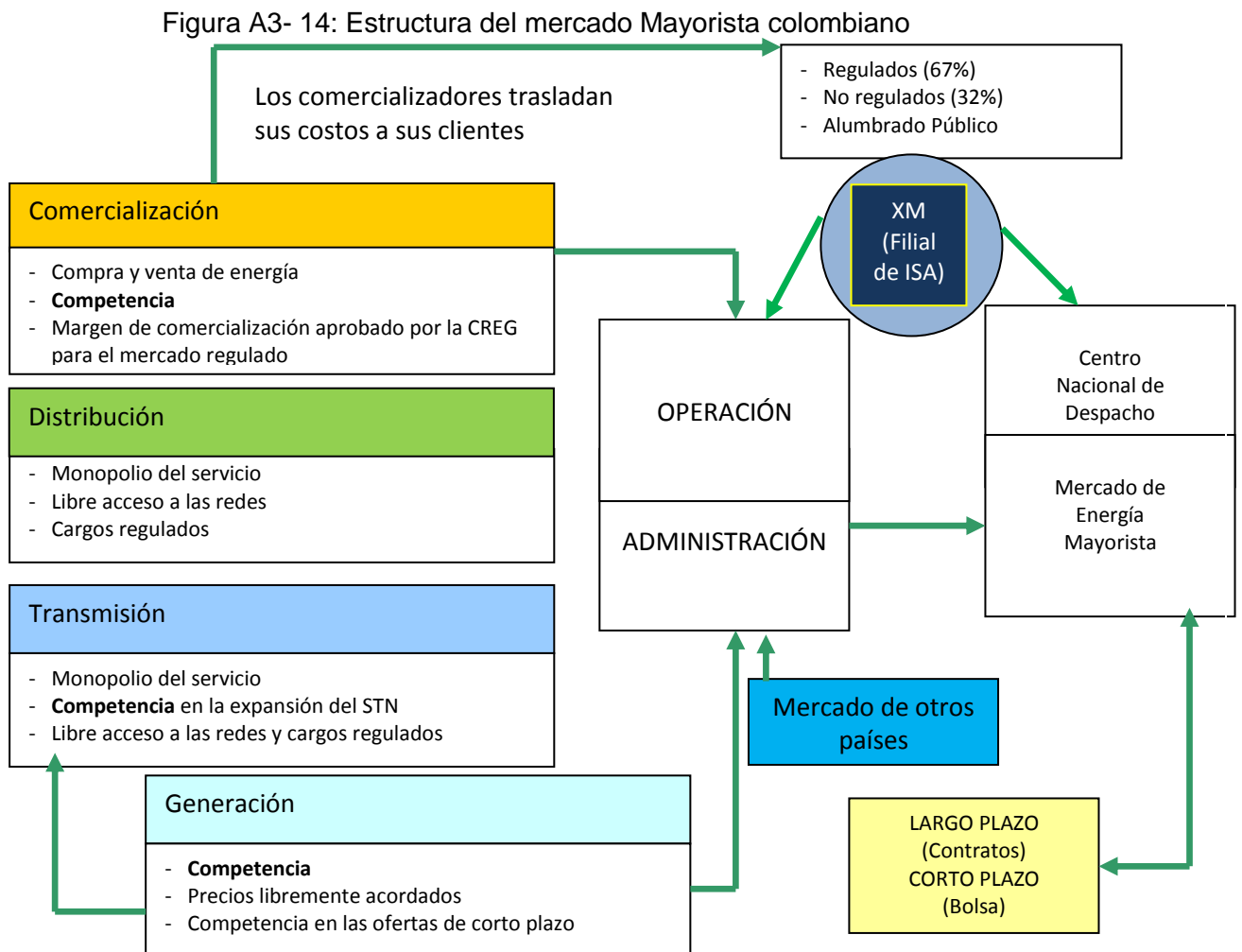


Fuente: <http://www.eeb.com.co/?idcategoria=1128>

El sector energético colombiano está conformado por distintas entidades y empresas que cumplen diversas funciones en los mercados de comercialización, distribución, generación y transmisión de energía (Fig. N° A3-13 y Fig. N° A3-14)

e.1.1) El Mercado Mayorista de Electricidad

El sector eléctrico se basa en que las firmas que desarrollan comercialización competitiva y los consumidores grandes compran electricidad (potencia y energía) en un gran mercado que funciona adecuándose a los requerimientos de la demanda y la oferta disponible. En el mercado es permitida la intervención de agentes generadores privados y públicos, que deben integrarse al sistema eléctrico interconectado para intervenir en el mercado mayorista de energía.



Fuente: (ISA)

<http://www1.isa.com.co/iri/portal/anonymous?NavigationTarget=navurl://99e4b980fbbfd08e25166414bc9f3b85>

Por otra parte grandes consumidores y comercializadores pueden contratar directamente con las generadoras. En este mercado, el precio se define por acuerdo de partes. Para brindar transparencia al mercado de electricidad ha sido necesario separar las actividades económicas propias del servicio. La figura N° A3-14, esquematiza el mercado eléctrico:

En Colombia existe un Mercado Mayorista, en que los agentes efectúan negociaciones por la electricidad a través de ofertas en una bolsa. Por otra parte el despacho técnico de la energía está a cargo de un órgano autónomo.

e.1.2) Tipificación de la Demanda

El mercado colombiano está dividido explícitamente en dos segmentos:

Tabla A3- 16: Mercado Colombiano de Electricidad

Mercado	Definición	Medición y Representación
Mercado Regulado (con Usuarios Regulados)	Los usuarios pagan tarifas que son establecidas por la CREG. La potencia conectada que poseen estos usuarios no superan el tope vigente	El comercializador representa a los consumidores ante el mercado mayorista. [CREG 1997]
Mercado Libre o No Regulado con Usuarios No Regulados (UNR):	Estos clientes pueden efectuar contrato bilaterales y con un comercializador de forma libre. Las condiciones para ser considerado en este segmento se detallan en la Tabla N° 5-8.	A través de un equipo de tele medición con registros y reportes horarios [CREG 1997]

e.2) Etapas de Liberalización del Mercado Eléctrico

Las etapas de liberalización del mercado eléctrico colombiano, se muestran en el siguiente cuadro:

Tabla A3- 17: Evolución del Límite de potencia para la condición de Usuario No Regulado

Potencia (MW)	Energía Mensual	Año	Disposición CREG
Mayor a 2 MW		1994	Ley 143 de 1994
1 MW		Hasta 31/12/1997	Resolución 199 de 1997
0.5 MW ó	270 MWh	A partir de enero 1998	Resolución 199 de 1997
0.5 MW ó	270 MWh	Hasta el 31/12/1999	Resolución 131 de 1998
0.1 MW ó	55 MWh	A partir de enero 2000	Resolución 131 de 1998
65 KW	35 MWh	A partir del 1° enero 2011	D-138-09 Límite de usuario no Regulado(15/12/2009)
37 KW	20 MWh	A partir del 1° enero 2012	
19 KW	10 MWh	A partir del 1° enero 2013	

Fuente Documento CREG-138: Elaboración, propia

e.3) Ventajas y Desventajas de la Comercialización en Colombia

Las figuras A3-13 y A3-14, esquematizan el mercado eléctrico Colombiano. En ella se destaca la labor de control y vigilancia de la competencia por entidades gubernamentales.

Tabla A3- 18: Vigilancia de la Competencia en el Mercado Eléctrico Colombiano

Entidad	Funciones
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.	control y vigilancia del servicio acorde a la normatividad vigente
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	regular el sector monopólico, promover la competencia, combatir situaciones de abuso de posición dominante, y velar por calidad del servicio, entre otros

Tabla A3- 19: Medidas de control del Mercado Eléctrico Colombiano

Medida de control	Indicador
Las empresas están impedidas de tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de comercialización	Cociente entre las ventas de electricidad de una empresa a usuarios finales en el Sistema Interconectado Nacional y las ventas totales de energía a usuarios finales en el Sistema Interconectado Nacional, medidas en kilovatios hora (kWh).
La participación en la actividad de generación se mide con base en el ENFICC. Si el porcentaje de participación está entre el 25 y el 30% e IHH > 1800 la empresa generadora tendría vigilancia especial de la SSPD. Si el porcentaje de participación es superior al 30% e IHH > 1800 la empresa generadora deberá poner a disposición de otros agentes la energía suficiente para que la participación en la actividad de generación sea inferior a este límite.	ENFICC (Energía en firme anual para el cargo por confiabilidad = Máxima energía eléctrica que es capaz de entregar un generador continuamente, en condiciones de baja hidrología, durante un año). La participación de una empresa es la suma del ENFICC de sus plantas dividido por la sumatoria del ENFICC de todas las empresas de generación. Adicionalmente se calcula el indicador IHH como la sumatoria del cuadrado de las participaciones (Porcentaje de participación multiplicado por 100) Ninguna empresa de generación puede adquirir participaciones o propiedades o hacer fusiones o integraciones si, resultante de la operación, queda con una participación superior al 25%.

Existen medidas de control para evitar situaciones de poder de mercado, las cuales se detallan en la Tabla A3-19 La participación del Estado a partir de la introducción del modelo de competencia, tiene lugar en tres instancias a través de una estructura que ha permanecido sin modificaciones desde 1994: la definición de la política energética, la regulación y la vigilancia y el control.

A continuación se resumen las principales ventajas y desventajas de la comercialización en Colombia:

Tabla A3- 20: Ventajas y Desventajas de la Comercialización en Colombia

Ventajas	Desventajas
Pueden participar agentes públicos o privados.	Sin embargo, durante los tres (3) últimos años se experimentó una reducción en la tasa de crecimiento del número de usuarios no regulados y en la participación de la demanda de estos usuarios frente a la demanda total de energía eléctrica.
Los grandes consumidores y comercializadores pueden contratar directamente con los generadores en condiciones de libre negociación	
El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado	
Evaluación de la CREG del período enero 2006 a junio 2007, concluye que los clientes que pasaron del mercado regulado al mercado libre obtuvieron un ahorro de 21% (Fig. A3.15 y tabla A3.21)	Consistente con lo anterior, la participación de la demanda del mercado no regulado en la demanda total representó el 24.75% en el año 2000 y el 33.42%, en el año 2006. Sin embargo, para el año 2007 la participación de la demanda total se redujo al 32.54% y mantuvo esta tendencia decreciente hasta diciembre de 2008.
Los usuarios se pueden cambiar de comercializador de energía. Según el documento CREG-138 del 15 de diciembre de 2009, había 73 comercializadores activos al 2008 (Fig. A3-16)	
En la última década se presentó un incremento significativo en el número de agentes que atienden usuarios no regulados	
Incremento significativo en el número de usuarios no regulados y en la demanda no regulada a partir del año 2000.	
Asimismo, se hizo evidente un incremento en la participación de comercializadores independientes.	
Este comportamiento ha conllevado la adopción de nuevas medidas regulatorias que permitan una mayor liberalización del mercado de comercialización minorista de energía eléctrica.	
Decisión del estado colombiano, de intensificar la comercialización a nivel minorista y motivar el desarrollo de estudios complementarios que sirvan de base para, en un proceso regulatorio independiente, evaluar las diversas opciones tecnológicas y/o metodológicas relacionadas con la medición de los consumos de los nuevos usuarios que acceden a la competencia.	
Existen medidas de control para evitar situaciones de poder de mercado (Tabla N° A3-19)	El número de usuarios no regulados ha sido creciente, especialmente a partir del año 2000, cuando entró en vigencia la última actualización del límite establecido para ejercer la opción de cambiar de condición, partiendo de 2575 usuarios en el año 2000 y llegando a 4290 en diciembre de 2006. A partir del año 2007, sin embargo, el crecimiento se moderó, resultando en una reducción para diciembre de 2007 y un crecimiento muy reducido para los años 2008 y 2009.

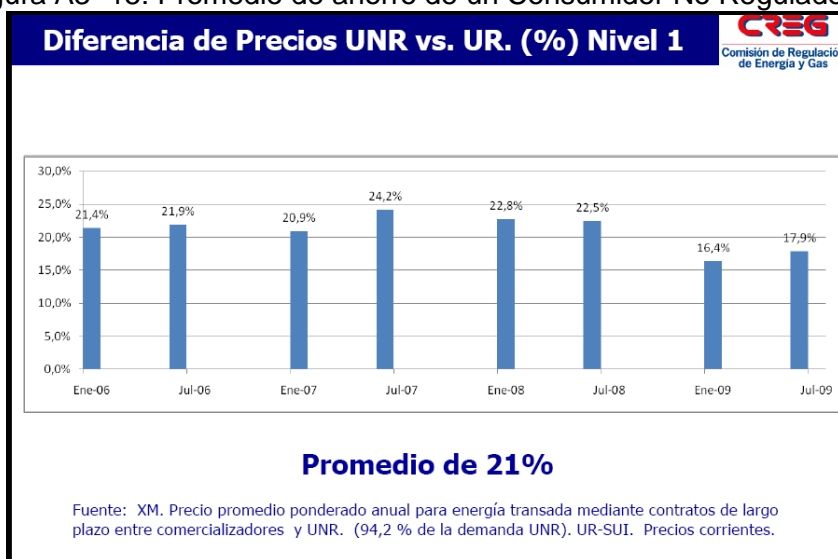
Fuente: Conclusiones del Documento CREG-138

Tabla A3- 21: Precios promedios ponderados por demanda UNR Vs. UR

Mes	Precios promedio ponderado por demanda Nivel 1 UNR (\$ / Kwh)	Precio promedio ponderado por demanda Nivel 1 UR (\$ / Kwh)	Diferencia porcentual (%)
Enero 2006	193.69	246.4	21.39
Junio 2006	200.63	256.87	21.89
Enero 2007	201.38	254.63	20.91
Junio 2007	195.93	258.44	24.19
Enero 2008	209.22	270.92	22.77
Junio 2008	224.63	289.72	22.47
Enero 2009	256.64	306.98	16.40
Junio 2009	263.45	320.74	17.86

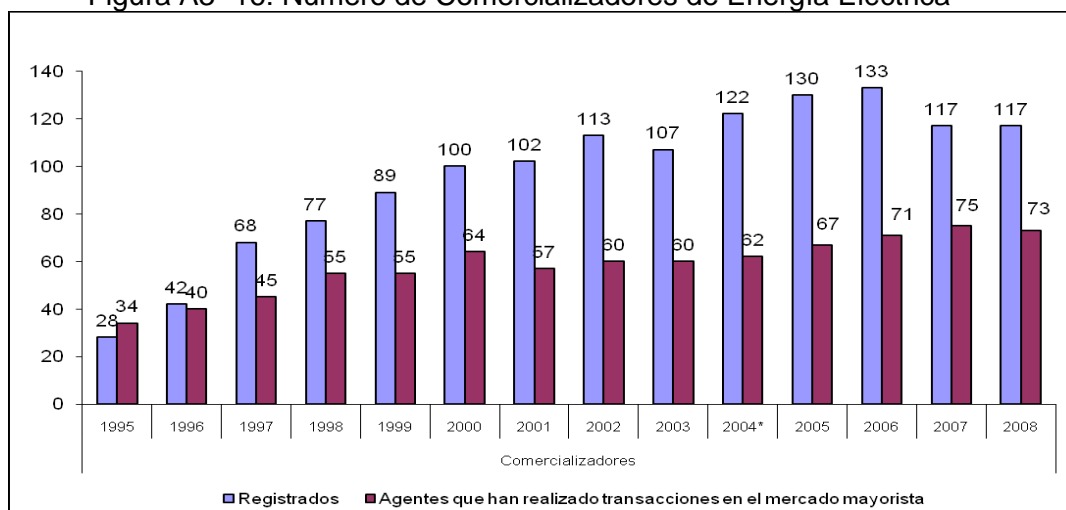
Fuente: Documento CREG-138, elaboración propia

Figura A3- 15: Promedio de ahorro de un Consumidor No Regulado



Fuente: Taller "Competencia en el mercado Minorista de Energía Eléctrica", CREG, 11 febrero 2010

Figura A3- 16: Número de Comercializadores de Energía Eléctrica



Fuente: Taller "Competencia en el mercado Minorista de Energía Eléctrica", CREG, 11 febrero 2010

F) Experiencia en California

Tabla A3- 22: Análisis de la Crisis de California

Aspectos Económicos		
Factor	Causa	Comentario
Alza del Precio de gas natural	Las alzas en la energía al mayoreo se originaron por los aumentos al gas natural, el que triplicó su precio de primera mano (de 2 a 6 dólares por millón de BTU durante mayo del año 2000, llegando a 10.10 dólares en diciembre), y los sobrepagos por distribución y comercialización, de 0.5 a 50 dólares por millón de BTU.	El mercado libre del gas natural llegó a tener precios al consumidor hasta de 60 dólares por millón de BTU, lo cual provocó el cierre de plantas siderúrgicas, de aluminio, cerámica, etcétera, e incluso de plantas eléctricas que, teniendo su precio de venta congelado, prefirieron revender su gas a un precio mucho más alto
	Problemas en los ductos del gas Natural proveniente de Texas	En Diciembre de 2000 llegó a 30 veces su valor normal
	Explosión en el ducto de gas natural de la Compañía El Paso	Este hecho exacerbó la situación
	la red de gasoductos es deficiente para suministrar los volúmenes de gas requeridos provenientes de Canadá y las Rocallosas originando escasez	Falta de competencia técnica para enfrentar el problema.
Aspectos Técnicos		
Factor	Causa	Comentario
Capacidad Instalada	Déficit de capacidad instalada del orden de los 10,000 MW. Falta también capacidad de transmisión eléctrica, las líneas existentes de transmisión no fueron establecidas para comprar energía de otros estados [CALDERA S/F]	Por falta de previsión, planeación e incentivos económicos [CALDERA S/F]
Demanda	Aumento inesperado del consumo por verano particularmente caluroso	Detonante inicial (año 2000)
Producción Térmica	Incremento de las restricciones ambientales de la generación térmica, incluyendo un mayor precio para los créditos de emisiones de NOx4	Esto limitó también nuevas inversiones
Producción Hidráulica	Menor disponibilidad de las centrales hidráulicas del noroeste y de otros estados de la costa oeste por mayor consumo por verano caluroso	Limitada importación de energía de otros estados
Sistema Regulatorio		
Falta de capacidad de respuesta	No se permitió contratos de largo plazo por parte de las distribuidoras	Distribuidores expuestos a precios spot y carecían de un <i>passthrough</i> a los consumidores
	Incremento de precios mayoristas	
	Precios a usuarios finales congelados por la CPUC	
	Existía poder de mercado en el mercado mayorista. Los generadores no despachaban a plena capacidad.	
Aspectos políticos		
Falta de Imparcialidad de la autoridad	El gobernador Davis está en plena campaña para su reelección el próximo año, y hay quienes lo candidatean para enfrentar a Bush dentro de cuatro años. Los principales contribuyentes de fondos para su campaña eran las empresas eléctricas distribuidoras, las generadoras, y hasta grupos de protección a los consumidores. No sólo él está en este enredo, sino que todos los congresistas de California tienen compromisos con los grupos de interés que ayudaron a financiar sus campañas	En este ambiente es muy difícil articular una solución rápida, imparcial y eficaz, cuando existe una maraña de compromisos. [CALDERA S/F]

Fuente: [DAMMERT ET AL 2008] [CALDERA S/F] Elaboración propia

En California, se inició la reestructuración del mercado en abril de 1998. En el proceso, se dieron un conjunto de elementos concurrentes que desencadenaron en una crisis del sector eléctrico a partir de mayo del año 2000. Se presenta una situación resumida en la tabla A3-22.

Se han identificado aspectos técnicos, económicos, regulatorios, coyunturales y políticos que incidieron en el desencadenamiento de la mencionada crisis. Es relevante, la contradictoria decisión de la CPUC (*California Public Utilities Commission*) de congelar los precios finales, mientras los precios mayoristas se iban incrementando. (Tabla A3- 22).

Al no permitirse los contratos de largo plazo, con precios menores a los del mercado *spot*, dio lugar a que las distribuidoras queden expuestas a los precios *spot* y no podían trasladar las variaciones a los consumidores. Los generadores, no despachaban a plena capacidad, incluso, teniendo su precio de venta congelado, prefirieron revender su gas a un precio mucho más alto. Analistas de la crisis como Joskow (2001) y Weare (2003) concluyen en que se hubiera podido evitar o afrontarse más eficazmente, con las siguientes medidas (Tabla A3-23):

Tabla A3- 23: Medidas que sugieren analistas de la crisis, que hubieran evitado o mitigado la crisis

Ítem	Medida Recomendada
1	Permitir contratos de largo plazo entre generadores y distribuidores para reducir la volatilidad de precios, garantizar capacidad de generación y reducir los incentivos a ofertar precios altos en el mercado <i>spot</i>
2	Facultades al regulador para hacer correcciones al proceso con respecto a la fijación de precios para hacer frente al poder de mercado de algunas empresas mediante sanciones por indisponibilidades no justificadas u otros mecanismos de monitoreo.
3	Permitir a los grandes consumidores ajustar su nivel de consumo ante variaciones de precios, ejemplo ventas de energía al sistema en momentos en que los precios estaban muy altos.
4	Levantamiento de restricciones a la inversión relacionadas con regulaciones medio ambientales

Elaboración Propia, fuente: [DAMMERT ET AL 2008]

G) Lecciones de la Experiencia Internacional

g.1) La revisión de la experiencia internacional, permite obtener las siguientes lecciones referidas a aspectos cualitativos y cuantitativos del sector. Los aspectos cualitativos consideran los siguientes aspectos: etapas de implementación de la comercialización, grado de concentración del mercado,

coexistencia o no de precios libres y tarifas reguladas, posibilidad de cambio de suministrador, rol del Estado, organización del mercado, etc. y los cuantitativos consideran los efectos en los precios con la introducción de la comercialización.

g.1.1) Aspectos Cualitativos de los mercados con comercialización competitiva (Tabla A3-24):

- En cuanto a las etapas para la implementación de la comercialización, se observa que éstas son variadas: a Inglaterra le tomó en promedio nueve años y tres etapas de implementación, llevadas a cabo entre los años 1990 y 1998, para alcanzar la competencia minorista completa (FRC). En España, se aprecia que se necesitaron más de cinco años y siete etapas de desarrollo, realizadas entre enero de 1998 y enero de 2003 para alcanzar la implementación completa de la comercialización minorista. En el caso de Colombia, el proceso de implementación se inició el año 1994 y continúa en desarrollo hasta la actualidad. Se concluye que las etapas de implementación de la comercialización minorista, dependen de las condiciones particulares de cada país.
- Se observa que el grado de concentración del mercado mayorista de los países analizados, medido por el Índice Herfindahl Hirschman (HHI), varía entre poco concentrado (Inglaterra) y moderadamente concentrado (España y Colombia) con valores de 700, 1025.87 y 1784.48 respectivamente (Tabla A3-24). Cabe destacar que Inglaterra inició el proceso con un mercado muy concentrado en 1990 ($HHI > 3000$) evolucionando en la actualidad a un mercado poco concentrado ($HHI = 700$), siendo el mercado menos concentrado de los países estudiados.
- La revisión realizada permite advertir que pueden existir solamente precios libres como en el caso de Inglaterra y también coexistir precios libres y tarifas reguladas como es el caso de España y Colombia. En el caso de España se aprecia que pese a que el 70% de la energía del mercado está en el mercado libre, el 80% de los clientes residenciales aún se mantienen en la tarifa regulada (TUR). Sin embargo, hay una tendencia creciente de traspaso de clientes domésticos al mercado liberalizado.

Tabla A3- 24: Comparación de Aspectos Cualitativos de la Experiencia Internacional

Inglaterra		España		Colombia		
Etapas de Implementación de la comercialización						
Año	Restricción	Año	Restricción	Año	Restricción	
					P (MW)	E. Mes (MWh)
1990	>1 MW	1/Enero / 1998	Consumo anual ≥ 15	1994	> 2 MW	
1994	>100 KW	1/Enero /1999	Consumo anual ≥ 5 GWh	Hasta 31/12/1997	1 MW	
1998	0	1/Abril / 1999	Consumo anual ≥ 3 GWh	Desde enero 1998	0.5 MW ó	270 Mwh
		1 /Julio / 1999	Consumo anual ≥ 2 GWh	Hasta el 31/12/1999	0.5 MW ó	270 Mwh
		1/octubre/1999	Consumo anual ≥ 1 GWh	Desde enero 2000	0.1 MW ó	55 Mwh
		1 /Julio / 2000	Suministro > 1 kV.	Desde 1° enero 2011	65 KW	35 Mwh
		1/Enero /2003	0	Desde 1° enero 2012	37 KW	20 Mwh
				Desde 1° enero 2013	19 KW	10 Mwh
Grado de concentración del mercado						
HHI > 3.000 en 1990 HHI = 1.600 en 1996 [1] HHI = 700 en 2008 mercado poco concentrado [2][4]	HHI = 2806.53 [3] 2000. HHI = 2.817 en 2006 [FERNÁNDEZ 2009] HHI = 1025.87 en 2008 [PUCCH 2009]		HHI=1374 en 2007 competitivo, moderadamente concentrado [CREG 2007] HHI= 1784.48 al 2008[PUCCH 2009]			
Coexistencia de tarifas reguladas v precios libres						
Solo precios libres	Si		Si			
Posibilidad de cambio de suministrador						
Si	Si		Si			
Existencia de Supervisión Estatal de la competencia						
Si	Si		Si			
Contratos bilaterales v en bolsa						
Si	Si		Si			
Separación de actividades						
G.T.D.C	G.T.D.C		G.T.D.C			
Libre acceso a las redes de transporte						
Si	Si		Si			

[1]. Ningún generador tiene cuota mayor a 50%. Hay más de 40 compañías generadoras

[2] NAVARRO 1996

[3] Enrique A. de la Cal Luciano Sánchez Ramos, Detección de situaciones de colusión en el mercado de generación eléctrica español mediante algoritmos genéticos, , Universidad de Oviedo, IV Congreso Español sobre Metaheurísticas, Algoritmos Evolutivos y Bioinspirados, MAEB2005 577

[4] Pontificia Universidad Católica de Chile, Concentración de la Propiedad en el Mercado de Generación Eléctrica en Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, IEE3272 Mercados Eléctricos II-2009 [PUCCH 2009]

Una Orden de la Comisión Federal de Regulación de la Energía de Estados Unidos acerca de política anti concentración en el sector eléctrico define tres niveles del índice IHH: por debajo de 1.000, se puede decir que el mercado está poco concentrado; entre 1.000 y 1.800, moderadamente concentrado, y por encima de 1.800, el mercado está muy concentrado.

- Se observa que tanto en Inglaterra, España y Colombia los consumidores tienen la posibilidad de cambiar de comercializador, apreciándose una mayor rotación en el caso del mercado inglés.

- En el nuevo contexto, tanto en Inglaterra, España y Colombia, el papel del Estado se centra en la supervisión de la efectividad de la competencia, observándose la adopción de medidas para evitar situaciones de poder de mercado de los participantes. Sin embargo en España y Colombia el Estado participa también en la regulación de tarifas para los usuarios que aún no acceden a la comercialización competitiva. En los indicados países existe una marcada política de defensa del consumidor contra prácticas abusivas de los comercializadores.
- Tanto Inglaterra, España y Colombia, tienen en común la posibilidad de intervención de los participantes en la bolsa o mediante contratos bilaterales. Asimismo, es característica de sus mercados la separación de actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Es común en estos países los principios de libre acceso a las redes de transporte.

g.1.2) Aspectos cuantitativos de los mercados con comercialización competitiva (Tabla A3- 25)

Lecciones de la Experiencia Inglesa:

- Los precios a los consumidores domésticos y a empresas de servicios, en el período 1990 – 1997, fueron decrecientes. Solo en el año 1991 se presentó un ligero incremento a los consumidores domésticos y en los años siguientes (1992-1997), los precios disminuyeron en 21,74 %. Los precios a empresas de servicios se incrementaron ligeramente entre 1991 y 1992, para luego mantener una tendencia decreciente en 25,42 % referida al año 1992.
- Los precios para consumidores domésticos disminuyeron entre 1997 y 1999 entre 5% a 6%. En el área de distribución de la empresa Scottish-Hydro. la bajas alcanzaron hasta el 12%

Tabla A3- 25: Comparación de Aspectos Cuantitativos de la Experiencia Internacional

Inglaterra	España	Colombia
Entre 1990 y 1997, los precios de La Electricidad para Consumidores Domésticos y empresas de Servicios, presentan una tendencia decreciente (Fig. 5.1)	Los más competitivas de la electricidad para un consumidor medio tipo1 (3.000 kWh/año sin DH) y tipo2 (9.000 kWh/año con DH), ahorran aproximadamente entre 8 y 20 euros al año respecto a la tarifa TUR respectivamente	El cambio de condición de usuario regulado a no regulado, permitió a los usuarios conseguir
Los precios para usuarios residenciales disminuyeron entre 1997 y 1999 en alrededor de 5% a 6%. En el área de distribución de la empresa Scottish-Hydro la disminución llegó al 12% [RUDNICK ET AL 1999]	Para los consumidores eléctricos con potencia contratada mayor de 10kW, a nivel baja tensión, las ventas más competitivas del mercado posibilitan hasta un 13% de ahorro por año (Para un consumidor de tipo 5 con 40,000 kWh de consumo por año, produjo un ahorro de 769 euros) en comparación a los mayores precios.	mejores precios de energía en el mercado y ahorrar en promedio 21%.
La implementación del NETA – iniciado en marzo de 2001, incrementó la competencia a nivel de mercado mayorista, con una reducción alrededor del 20% en las precios, en el período 2001-2002 (fig. 5-2) [ISA 2002]	Para el segmento de consumos entre 10 y 15 kW la tarifa fijada que se aplica condiciona las ofertas existentes para impulsar a los consumidores a celebrar un contrato con un comercializador libre.	período de análisis 2006 - 2009
En el período 2008-2010 (Marzo) , desde el inicio del año 2009 se produjo un descenso de los precios Mayoristas que se mantuvo hasta mediados de 2009 (fig. 5-3) [OMEL 2009]	En general se observa que las ofertas son iguales o mejoran ligeramente a las del anterior análisis efectuado en febrero de 2010. En algunas de las ofertas los precios disminuyeron encima del 6% respecto a Febrero.	Análisis realizado por la CREG
Desde mediados de 2009 a inicios de 2010 se produjo una tendencia al incremento, tendencia seguida por los precios de los mercados de materias primas energéticas	Análisis realizado por la CNE en mayo de 2010 [DURBAN 2010 a]	
En el período Agosto 2004 a febrero de 2011, desde febrero de 2009, la tendencia de la factura típica, costo en el mercado mayorista de la electricidad y otros costos es decreciente (fig. 5-4) [OFGEM 2011]. La factura típica del cliente de electricidad, ha pasado de 300 £ /cliente/ año a más de 500 £ /cliente/ año (66% más) en el tramo ascendente del período	Período de análisis del 3 al 9 de mayo de 2010	

- Las modificaciones a la estructura del mercado desregulado de Inglaterra y Gales, realizadas a través del programa de Nuevos Arreglos a la Comercialización de Electricidad – NETA – iniciado en marzo de 2001, incrementaron la competencia a nivel de mercado mayorista, favoreciendo así a los usuarios finales con una reducción alrededor del 20% en las tarifas de electricidad. Se puede colegir que un mercado mayorista competitivo, es favorable al desarrollo de la comercialización minorista.
- Se aprecia una tendencia creciente en los precios del mercado mayorista, en el período comprendido entre Agosto 2004 y Febrero de 2011, debido al incremento de los insumos asociados a la generación eléctrica. Sin embargo, se observa que desde febrero de 2009, hay una tendencia decreciente de la factura típica al cliente doméstico, costo en el mercado mayorista de la electricidad y otros costos.
- Existen ahorros a los nuevos clientes que dependen del modo de pago que escojan y el rango de consumo, que varían entre el 4.6% y el 9.9%.
- En el período 2000 a junio de 2005, los precios regulados son menores que el coste de la energía y el precio del pool y no obstante se observan reducciones en la tarifa regulada
- El precio medio facturado a los consumidores finales a partir del segundo trimestre de 2009 presenta una tendencia decreciente. En el período abril 2009 – marzo 2010, estos precios descendieron desde 71,8 €/MWh a 65,3 €/MWh.
- Los precios del mercado mayorista español son más competitivos en relación a otros países de Europa (Portugal, Alemania, Italia, Holanda, Francia y Austria) con tendencia decreciente en el período 2008 – 2010 (inicios).
- Análisis realizados en mayo de 2010 por la CNE de las ofertas públicas de abastecimiento de electricidad y gas, para clientes en el mercado libre, llega a la conclusión que las más competitivas ofertas de electricidad para clientes tipo1 (3,000 kWh/año sin DH) y tipo2 (9,000 kWh/año con DH), ahorran entre 8 y 20

euros por año en relación a la tarifa TUR respectivamente.(DH = Demanda Horaria) ver Tabla A3- 25

- Para el tramo de clientes con potencia contratada mayor de 10kW, a nivel de baja tensión (Mayormente clientes no domésticos), las mejores ofertas del mercado logran alrededor de 13% de ahorro por año (Para un cliente tipo5 con 40,000kWh de consumo anual, representa 769 euros) en relación a los mayores precios del mercado.
- Para consumos entre 10 y 15kW la tarifa se orienta a incentivar a estos consumidores a pasar al mercado libre
- En general se observa que las ofertas se mantienen o son ligeramente mejores respecto a febrero de 2010. En algunas de las ofertas, los precios disminuyen a menos del 6% en relación a Febrero.

Lecciones de la Experiencia Colombiana:

- Análisis recientes realizados por la CREG correspondientes al período 2006 - 2009, evidencian que el cambio de condición de usuario regulado a no regulado, permitió a los usuarios conseguir mejores precios de energía en el mercado y ahorrar en promedio 21%.

Otras Lecciones del contexto internacional:

- Los resultados de un estudio reciente realizado por la Pontificia Universidad Católica de Chile (Tabla A3-26) concluye que el grado de concentración del mercado eléctrico peruano expresado por el índice de Herfindahl (1700.51), es menos concentrado que países como Colombia (1784.48) y el propio Chile (2964.86), lo que representa un mejor escenario para impulsar la introducción de la comercialización en el mercado eléctrico peruano.

Tabla A3- 26: Índice de concentración para países en Estudio

Índice	Colombia	España	Perú	Chile
Índice de Hirschman-Herfindhal(1)	1784.48	1025.87	1700.51	2964.86
Razón de concentración 1-empresa (%)	24.10	22.17	27.86	46.95
Razón de concentración 2-empresas (%)	48.00	41.80	50.86	68.07
Razón de concentración 3-empresas (%)	66.60	50.29	58.73	83.11

Fuente: [PUCCH 2009]

(1) Índice de Hirschman-Herfindhal

Por definición es la suma de los cuadrados de las participaciones (en porcentaje). El índice máximo es de 10.000 para un monopolio.

$$H = \sum_{i=1}^N s_i^2$$

Donde:

s_i Es la participación porcentual de cada empresa dentro del mercado.

N Es el número total de empresas.

- El caso de la crisis de California, constituye un ejemplo sobre lo que no debe hacerse en el proceso de introducción de los mercados competitivos.
- Las lecciones obtenidas de la revisión de la experiencia internacional, permiten concluir que para la introducción de la comercialización, es necesario que el Estado supervise y fomente la competencia, promueva la liquidez y el desarrollo de un mercado mayorista altamente competitivo, regule el transporte y la distribución permitiendo el libre acceso a estas redes. La introducción por etapas de la comercialización minorista, es una característica de la implementación y desarrollo de este mercado.

ANEXO 4: RESULTADOS DEL MODELO DE PRECIOS DEL CORTO PLAZO (p)

Elasticidad Baja:

- Varianza Anual:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	107.587517	126.870133
0.484040	108.690316	128.045211
0.544545	109.978398	129.305686
0.622337	111.502739	130.661220
0.726060	113.334903	132.122988
0.871272	115.578607	133.703986
1.089091	118.390051	135.419424
1.452121	122.015936	137.287210
2.178181	126.870108	139.328583
4.356362	133.703968	141.568920

- Varianza Época Alta:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	116.149168	134.074102
0.484040	117.476433	134.890709
0.544545	118.967839	135.740741
0.622337	120.655841	136.626293
0.726060	122.582055	137.549640
0.871272	124.800735	138.513255
1.089091	127.383961	139.519828
1.452121	130.429623	140.572300
2.178181	134.074102	141.673883
4.356362	138.513255	142.828095

- Varianza Época Baja:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	97.024103	107.576909
0.484040	97.399061	108.679232
0.544545	97.859431	109.966820
0.622337	98.438148	111.490664
0.726060	99.187578	113.322358
0.871272	100.196327	115.565671
1.089091	101.627148	118.376917
1.452121	103.815020	122.003025
2.178181	107.576909	126.858337
4.356362	115.565671	133.695436

Elasticidad Media:

- Varianza Anual:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	102.1398872	117.2639575
0.484040	103.0892218	118.093969
0.544545	104.1839289	118.9738257
0.622337	105.4601689	119.9081566
0.726060	106.9671789	120.9021822
0.871272	108.773772	121.9618123
1.089091	110.9791404	123.0937632
1.452121	113.7316984	124.3057004
2.178181	117.2639395	125.6064126
4.356362	121.9618001	127.0060246

- Varianza Época Alta:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	109.226509	122.207589
0.484040	110.269444	122.746832
0.544545	111.424561	123.303764
0.622337	112.710989	123.879271
0.726060	114.152467	124.474297
0.871272	115.778825	125.089852
1.089091	117.628068	125.727017
1.452121	119.749386	126.386951
2.178181	122.207589	127.070897
4.356362	125.089852	127.780189

- Varianza Época Baja:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	92.439287	102.130701
0.484040	92.803655	103.079736
0.544545	93.248894	104.174156
0.622337	93.805288	105.450140
0.726060	94.520400	106.956958
0.871272	95.473443	108.763477
1.089091	96.806860	110.968985
1.452121	98.805140	113.722074
2.178181	102.130701	117.255577
4.356362	108.763477	121.956124

Elasticidad Alta:

- Varianza Anual:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	100.167387	113.735709
0.484040	101.052427	114.448820
0.544545	102.067247	115.201335
0.622337	103.242651	115.996611
0.726060	104.620031	116.838402
0.871272	106.256340	117.730909
1.089091	108.232164	118.678860
1.452121	110.665403	119.687585
2.178181	113.735694	120.763123
4.356362	117.730899	121.912340

- Varianza Época Alta:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	106.663885	117.937213
0.484040	107.598912	118.388920
0.544545	108.628366	118.854107
0.622337	109.767310	119.333386
0.726060	111.034195	119.827406
0.871272	112.451859	120.336860
1.089091	114.048925	120.862481
1.452121	115.861747	121.405051
2.178181	117.937213	121.965405
4.356362	120.336860	122.544430

- Varianza Época Baja:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	90.849558	100.158800
0.484040	91.208842	101.043606
0.544545	91.646859	102.058214
0.622337	92.192673	103.233447
0.726060	92.891663	104.610728
0.871272	93.818832	106.247060
1.089091	95.107709	108.223120
1.452121	97.021245	110.656958
2.178181	100.158800	113.728493
4.356362	106.247060	117.726131

ANEXO 5: RESULTADO MODELACIÓN PRECIOS DE LARGO PLAZO (f)

Elasticidad Baja:

- Varianza Anual:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	107.587517	104.081217
0.484040	108.690316	104.457242
0.544545	109.978398	104.860594
0.622337	111.502739	105.294365
0.726060	113.334903	105.762131
0.871272	115.578607	106.268050
1.089091	118.390051	106.816990
1.452121	122.015936	107.414682
2.178181	126.870108	108.067921
4.356362	133.703968	108.784829

- Varianza Época Alta:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	116.149168	106.386487
0.484040	117.476433	106.647801
0.544545	118.967839	106.919812
0.622337	120.655841	107.203189
0.726060	122.582055	107.498660
0.871272	124.800735	107.807016
1.089091	127.383961	108.129120
1.452121	130.429623	108.465911
2.178181	134.074102	108.818417
4.356362	138.513255	109.187765

- Varianza Época Baja:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	97.024103	97.907386
0.484040	97.399061	98.260129
0.544545	97.859431	98.672157
0.622337	98.438148	99.159787
0.726060	99.187578	99.745929
0.871272	100.196327	100.463790
1.089091	101.627148	101.363388
1.452121	103.815020	102.523743
2.178181	107.576909	104.077443
4.356362	115.565671	106.265314

Elasticidad Media:

- Varianza Anual:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	102.139887	97.902733
0.484040	103.089222	98.168337
0.544545	104.183929	98.449891
0.622337	105.460169	98.748877
0.726060	106.967179	99.066965
0.871272	108.773772	99.406047
1.089091	110.979140	99.768271
1.452121	113.731698	100.156091
2.178181	117.263939	100.572319
4.356362	121.961800	101.020195

- Varianza Época Alta:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	109.226509	99.484695
0.484040	110.269444	99.657253
0.544545	111.424561	99.835471
0.622337	112.710989	100.019634
0.726060	114.152467	100.210042
0.871272	115.778825	100.407019
1.089091	117.628068	100.610912
1.452121	119.749386	100.822091
2.178181	122.207589	101.040954
4.356362	125.089852	101.267927

- Varianza Época Baja:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	92.439287	93.060091
0.484040	92.803655	93.363782
0.544545	93.248894	93.713997
0.622337	93.805288	94.122312
0.726060	94.520400	94.604493
0.871272	95.473443	95.182579
1.089091	96.806860	95.888342
1.452121	98.805140	96.769331
2.178181	102.130701	97.900051
4.356362	108.763477	99.404227

Elasticidad Alta:

- Varianza Anual:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	100.167387	95.699056
0.484040	101.052427	95.927252
0.544545	102.067247	96.168057
0.622337	103.242651	96.422545
0.726060	104.620031	96.691918
0.871272	106.256340	96.977520
1.089091	108.232164	97.280865
1.452121	110.665403	97.603657
2.178181	113.735694	97.947829
4.356362	117.730899	98.315578

- Varianza Época Alta:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	106.663885	97.043538
0.484040	107.598912	97.188084
0.544545	108.628366	97.336944
0.622337	109.767310	97.490313
0.726060	111.034195	97.648399
0.871272	112.451859	97.811425
1.089091	114.048925	97.979623
1.452121	115.861747	98.153246
2.178181	117.937213	98.332559
4.356362	120.336860	98.517847

- Varianza Época Baja:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	90.849558	91.354445
0.484040	91.208842	91.637583
0.544545	91.646859	91.962258
0.622337	92.192673	92.338333
0.726060	92.891663	92.779062
0.871272	93.818832	93.302689
1.089091	95.107709	93.935028
1.452121	97.021245	94.713856
2.178181	100.158800	95.696747
4.356362	106.247060	96.975992

**ANEXO 6: RESULTADO MODELACIÓN DE (PPP) PONDERADO PROMEDIO DE
PRECIOS DE MERCADO MAYORISTA**

Baja Elasticidad:

- Varianza Anual:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	107.587517	120.442739
0.484040	108.690316	121.823767
0.544545	109.978398	123.341513
0.622337	111.502739	125.016241
0.726060	113.334903	126.872271
0.871272	115.578607	128.939024
1.089091	118.390051	131.252390
1.452121	122.015936	133.856554
2.178181	126.870108	136.806468
4.356362	133.703968	140.171231

- Varianza Época Alta:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	116.149168	129.431865
0.484040	117.476433	130.531450
0.544545	118.967839	131.694006
0.622337	120.655841	132.924797
0.726060	122.582055	134.229671
0.871272	124.800735	135.615136
1.089091	127.383961	137.088458
1.452121	130.429623	138.657768
2.178181	134.074102	140.332191
4.356362	138.513255	142.122001

- Varianza Época Baja:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	97.024103	102.130289
0.484040	97.399061	102.968369
0.544545	97.859431	103.977573
0.622337	98.438148	105.214613
0.726060	99.187578	106.763655
0.871272	100.196327	108.754793
1.089091	101.627148	111.399338
1.452121	103.815020	115.062599
2.178181	107.576909	120.429039
4.356362	115.565671	128.927679

Elasticidad Media:

- Varianza Anual:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	102.1398872	112.6553222
0.484040	103.0892218	113.6853638
0.544545	104.1839289	114.8006071
0.622337	105.4601689	116.0114973
0.726060	106.9671789	117.3301943
0.871272	108.773772	118.7709298
1.089091	110.9791404	120.3504553
1.452121	113.7316984	122.088609
2.178181	117.2639395	124.0090399
4.356362	121.9618001	126.1401406

- Varianza Época Alta:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	109.226509	119.110315
0.484040	110.269444	119.861870
0.544545	111.424561	120.648135
0.622337	112.710989	121.471436
0.726060	114.152467	122.334303
0.871272	115.778825	123.239495
1.089091	117.628068	124.190022
1.452121	119.749386	125.189175
2.178181	122.207589	126.240562
4.356362	125.089852	127.348141

- Varianza Época Baja:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	92.439287	97.372438
0.484040	92.803655	98.147648
0.544545	93.248894	99.070455
0.622337	93.805288	100.185882
0.726060	94.520400	101.558755
0.871272	95.473443	103.285628
1.089091	96.806860	105.516276
1.452121	98.805140	108.494870
2.178181	102.130701	112.645030
4.356362	108.763477	118.763099

Elasticidad Alta:

- Varianza Anual:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	100.167387	109.753068
0.484040	101.052427	110.656425
0.544545	102.067247	111.628814
0.622337	103.242651	112.678023
0.726060	104.620031	113.813013
0.871272	106.256340	115.044143
1.089091	108.232164	116.383441
1.452121	110.665403	117.844946
2.178181	113.735694	119.445139
4.356362	117.730899	121.203477

- Varianza Época Alta:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	106.663885	115.332823
0.484040	107.598912	115.970313
0.544545	108.628366	116.634646
0.622337	109.767310	117.327458
0.726060	111.034195	118.050515
0.871272	112.451859	118.805729
1.089091	114.048925	119.595168
1.452121	115.861747	120.421077
2.178181	117.937213	121.285891
4.356362	120.336860	122.192262

- Varianza Época Baja:

Nivel de Aversión al Riesgo	Comercialización en Monopolio Regulado [US\$/MWh]	Comercialización Escenario Competitivo [US\$/MWh]
0.435636	90.849558	95.693588
0.484040	91.208842	96.438913
0.544545	91.646859	97.321386
0.622337	92.192673	98.381212
0.726060	92.891663	99.675497
0.871272	93.818832	101.287910
1.089091	95.107709	103.345666
1.452121	97.021245	106.051048
2.178181	100.158800	109.744016
4.356362	106.247060	115.037476