

PROYECCIÓN DE PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE MEDIANO PLAZO  
EN EL MERCADO COLOMBIANO MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL ÍNDICE DE  
LERNER

IVÁN CAMILO DÍEZ RESTREPO

UNIVERSIDAD EAFIT  
ESCUELA DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA  
MEDELLÍN  
2015

PROYECCIÓN DE PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE MEDIANO PLAZO  
EN EL MERCADO COLOMBIANO MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL ÍNDICE DE  
LERNER

IVÁN CAMILO DÍEZ RESTREPO

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE MAGISTER EN  
ECONOMÍA MODALIDAD: PROFUNDIZACIÓN

ASESOR

JAIME ALBERTO BLANDÓN DIAZ

UNIVERSIDAD EAFIT

ESCUELA DE ECONOMÍA Y FINANZAS

DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA

MEDELLÍN

2015

## AGRADECIMIENTOS

Agradezco encarecidamente a la empresa Ingeniería Especializada S.A. IEB y especialmente a Jaime Alberto Blandón, por el apoyo y soporte en el desarrollo de mis estudios y de ésta investigación.

Nota de Aceptación

---

---

---

---

Presidente del Jurado

---

Jurado

---

Jurado

Ciudad y Fecha (día, mes, año) (Fecha de entrega)

## CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN .....	1
2	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN .....	2
2.1	RAÍCES ECONÓMICAS .....	2
2.2	RAÍCES NORMATIVAS .....	3
2.3	RAÍCES ACADÉMICAS .....	3
2.4	RAÍCES TÉCNICAS Y TECNOLÓGICAS .....	3
2.5	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA (PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN),	.5
2.6	LOS OBJETIVOS DE INVESTIGACIÓN .....	5
2.7	REVISIÓN PREVIA DE LITERATURA .....	6
2.8	CONCLUSIONES REVISIÓN DE FUENTES .....	8
2.9	FUENTES DE INFORMACIÓN .....	8
3	MARCO TEÓRICO .....	9
3.1	CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO .....	9
3.2	CONSIDERACIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS .....	15
3.2.1	CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL BIEN .....	15
3.2.2	MERCADOS .....	16
3.2.3	NÚMERO DE PARTICIPANTES .....	18
3.2.4	TIPO DE PARTICIPANTES .....	19
3.2.5	CONCURRENCIA .....	26
3.2.6	PRECIO .....	26
3.2.7	OFERTA .....	27
3.2.8	DEMANDA .....	28
3.2.9	HORIZONTE, PLAZO Y RESOLUCIÓN TEMPORAL .....	28
4	PLANTEAMIENTO DEL MODELO .....	29
4.1	INTRODUCCIÓN AL ÍNDICE DE LERNER .....	29
4.2	DESARROLLO DEL MODELO .....	30

4.2.1	MODELO DE MÍNIMO COSTO .....	34
4.2.2	MODELOS HIDROTÉRMICOS .....	35
4.2.3	DEMANDA Y DEMANDA RESIDUAL .....	37
4.2.4	PLANTAS TÉRMICAS .....	39
4.2.5	PLANTAS HIDROELÉCTRICAS .....	40
4.3	CONCENTRACIÓN .....	42
4.3.1	LÍMITES EN LA PARTICIPACIÓN .....	43
4.3.2	CONCENTRACIÓN TOTAL DEL MERCADO .....	45
4.3.3	CONCENTRACIÓN EN EL MERCADO COMPETITIVO .....	47
4.3.4	CONCENTRACIÓN DE LA COMPETENCIA EN EL LARGO PLAZO .....	48
4.3.5	CONCENTRACIÓN EN FUNCIÓN DE LA ENFICC .....	50
4.4	ELASTICIDAD .....	52
5	RESULTADOS .....	56
5.1	RESULTADOS MODELO ELASTICIDAD CONSTANTE .....	56
5.2	RESULTADOS MODELO ELASTICIDAD VARIABLE .....	60
5.3	RESULTADOS MODELO CON VARIABILIDAD HIDROLÓGICA .....	62
5.4	RESULTADOS MODELO A PARTIR DE SIMULACIÓN DEL SDDP .....	64
5.4.1	BACKTESTING RESULTADOS MPODE .....	68
6	RESULTADOS ANÁLISIS DE ADQUISICIÓN .....	70
7	MODELO COMO HERRAMIENTA DE VIGILANCIA Y SUPERVISIÓN DEL MERCADO .....	73
8	CONCLUSIONES .....	74
8.1	CONCLUSIONES PRINCIPALES .....	74
8.2	CONCLUSIONES ADICIONALES .....	76
9	BIBLIOGRAFÍA .....	77
	ANEXO: DATOS SIMULACIÓN .....	81

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Raíces del problema (Fuente: Autor) .....	4
Figura 2 Propuesta investigativa (Fuente: Autor).....	6
Figura 3 Sistema Interconectado Nacional-SIN y Zonas No Interconectadas-ZNI (Fuente: Autor Adaptado de IPSE (IPSE, 2013) y UPME (UPME, 2015)) .....	10
Figura 4 Sistema de Transmisión Nacional a 2014 (Fuente: UPME (UPME, 2014)) .....	11
Figura 5 Ubicación de la generación hidráulica (Fuente: Autor) .....	12
Figura 6 Ubicación de la generación térmica (Fuente: Autor).....	13
Figura 7 Demanda de energía del SIN (Fuente: Autor Adaptado de XM).....	14
Figura 8 Demanda de potencia del SIN (Fuente: Autor Adaptado de XM) .....	14
Figura 9 Clasificación de los agentes (Fuente: Autor) .....	23
Figura 10 Costo Marginal vs Precio Mercado (Fuente: Autor) .....	29
Figura 11 Diferentes equilibrios de competencia tipo Cournot (Fuente: Autor).....	33
Figura 12 Metodología (Fuente: Autor) .....	34
Figura 13 Costo de oportunidad del agua (fuente: Autor) .....	36
Figura 14 Demanda Residual (fuente: Autor) .....	39
Figura 15 Costos de una planta térmica (fuente: Autor) .....	40
Figura 16 Planta hidroeléctrica con embalse (fuente: Autor) .....	42
Figura 17 Capacidad de Generación por Potencia Instalada (fuente: Autor Adaptado de XM) .....	46
Figura 18 Capacidad de Generación por Generación promedio mensual (fuente: Autor Adaptado de XM) .....	47
Figura 19 Generación hidráulica promedio mensual plantas estratégicas (fuente: Autor Adaptado de XM) .....	49
Figura 20 Participación por ENFICC (fuente: Autor Adaptado de XM) .....	50
Figura 21 Participación por ENFICC de hidráulicas estratégicas (fuente: Autor Adaptado de XM) .....	51
Figura 22 Curva de Costos Plantas térmicas (Combustible principal) (fuente: Autor adaptado de XM) .....	54
Figura 23 Elasticidad (fuente: Autor).....	56
Figura 24 Generación Plantas Agentes estratégicos (fuente: Autor) .....	57
Figura 25 Participación porcentual de los generadores estratégicos (fuente: Autor) .....	57
Figura 26 Concentración HHI (fuente: Autor).....	58
Figura 27 Índice de Lerner (fuente: Autor) .....	59
Figura 28 Precio vs Costo Marginal (fuente: Autor) .....	59

Figura 29 Índice de Lerner con elasticidad variable (fuente: Autor) .....	61
Figura 30 Precio vs Costo Marginal elasticidad variable (fuente: Autor) .....	61
Figura 31 Concentración con variabilidad hidrológica (fuente: Autor) .....	62
Figura 32 Índice de Lerner con variabilidad hidrológica (fuente: Autor) .....	63
Figura 33 Precio vs Costo Marginal con variabilidad (fuente: Autor) .....	63
Figura 34 Precio con variabilidad (Máximo, mínimo, Q1, Q2, Q3) (fuente: Autor) .	64
Figura 35 Participación porcentual de los generadores estratégicos (SDDP) (fuente: Autor) .....	65
Figura 36 HHI partir de los resultados del SDDP (fuente: Autor) .....	66
Figura 37 Costo Marginal vs Demanda Residual (fuente: Autor) .....	67
Figura 38 Precio vs Costo Marginal a partir de los resultados del SDDP (fuente: Autor) .....	68
Figura 39 Precio vs Costo Marginal a partir de los resultados del SDDP Backtesting (fuente: Autor) .....	69
Figura 40 HHI Promedio para cada una de las fusiones consideradas (fuente: Autor) .....	71
Figura 41 Precio vs Costo Marginal (fuente: Autor) .....	72
Figura 42 Resultado de los Precios de las diferentes fusiones (fuente: Autor) .....	73
Figura 43 Límites para seguimiento del mercado (fuente: Autor) .....	74
Figura 44 Aportes de Energía por planta (fuente: Autor) .....	81
Figura 45 Aportes de Energía por empresa (fuente: Autor) .....	82

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Características generales del mercado eléctrico. (Fuente: Autor) .....	17
Tabla 2. Características generales de los mercados eléctricos por número de participantes. (Negro: Mercados de contratos de largo plazo, Rojo: Mercados de energía de corto plazo) (Fuente: Autor) .....	18
Tabla 3. Número de empresas por actividad a diciembre 2014 (Fuente (XM, 2015)). .....	18
Tabla 4 Clasificación del mercado por nivel de concentración. (Fuente: Autor adaptado de DOJ).....	44
Tabla 5 Indicadores de Concentración por Capacidad de Generación. (Fuente: Autor).....	46
Tabla 6 Indicadores de Concentración por Generación. (Fuente: Autor).....	47
Tabla 7 Indicadores de Concentración por Generación mercado. (Fuente: Autor)	48
Tabla 8 Indicadores de Concentración por Generación hidráulica promedio mensual plantas estratégicas. (Fuente: Autor).....	49
Tabla 9 Indicadores de Concentración por ENFICC. (Fuente: Autor).....	51
Tabla 10 Indicadores de Concentración por ENFICC de hidráulicas estratégicas. (Fuente: Autor).....	51
Tabla 11 Datos Plantas térmicas. (Fuente: Autor Adaptado de (XM S.A. E.S.P., 2015)) .....	52
Tabla 12 Resultados Elasticidad. (Fuente: Autor).....	54
Tabla 13 Estadísticas Precios estimados con elasticidad constante (Fuente: Autor) .....	60
Tabla 14 Estadísticas Precios estimados con elasticidad constante (Fuente: Autor) .....	62
Tabla 15 Estadísticas Precios estimados con variabilidad (Fuente: Autor).....	64
Tabla 16 Estadísticas Precios estimados a partir de los resultados del SDDP (Fuente: Autor).....	68
Tabla 17 Estadísticas Precios estimados a partir de los resultados del SDDP (Fuente: Autor).....	69
Tabla 18 HHI Tradicional Promedio para varas fusiones (Fuente: Autor).....	73
Tabla 19 Valores para seguimiento del mercado (Fuente: Autor).....	74
Tabla 20 Aportes promedios por recurso (Fuente: Autor).....	82
Tabla 21 Datos plantas hidráulicas (Fuente: Autor).....	83
Tabla 22 Datos embalses (Fuente: Autor) .....	84
Tabla 23 Datos plantas térmicas (Fuente: Autor).....	85
Tabla 24 Datos plantas menores (Fuente: Autor) .....	86

Tabla 25 Expansión plantas (Fuente: Autor).....89

**LISTA DE ANEXOS**

ANEXO: DATOS SIMULACIÓN.....81

## 1 INTRODUCCIÓN

El objetivo del proyecto es implementar un modelo para la proyección del precio futuro de la energía para el mercado eléctrico colombiano en el largo plazo mediante la estimación del índice de Lerner, aplicado sobre los costos marginales de producción. La estimación del índice de Lerner se fundamentará en la medición del nivel de concentración real del mercado eléctrico colombiano y la elasticidad de la curva inversa de la demanda residual.

Los supuestos para la definición del modelo partirán de la consideración de que la competencia en el mercado colombiano en el largo plazo es tipo Cournot-Stakelberg, es decir, una competencia de agentes estratégicos basada en la gestión del recurso hídrico, y de agentes tomadores de precios que son los generadores con recursos térmicos, plantas menores y filo de agua.

El modelo pretende dar información acerca del margen existente entre los costos marginales del sistema y los precios que se esperarían que tuviera el mercado conforme al tipo de competencia oligopólica que tiene. De esta manera se esperan dar señales de precios en el largo plazo acorde con el funcionamiento real del mercado colombiano, que no sólo incorpore aspectos relacionados con la física y características del sistema, sino que adicionalmente incorpore elementos relacionados con el comportamiento competitivo del mercado.

Adicionalmente, el proyecto busca poder simular el comportamiento del mercado frente a situaciones como fusiones entre empresas de generación, incremento en las capacidades de generación, o cambio en la canasta energética.

La estimación de precios de largo plazo en los mercados de electricidad, como el colombiano, es fundamental para dar señales de inversión en el largo plazo, disminuir la incertidumbre futura en cuanto al costo de la energía, identificar riesgos de precios altos y bajos, que puedan afectar tanto a los consumidores como a los productores. En el caso específico del proyecto es importante anotar que la simulación de precios de largo plazo, permite dar una señal de precios más cercana al verdadero comportamiento de la competencia en el mercado, en vez de los costos marginales que se utilizan actualmente evitando dar señales que subestimen el mismo.

Como complemento, permitirá desde el punto de vista del análisis de la competencia evaluar el impacto de la concentración y la elasticidad en el mercado con una visión de largo plazo, y dar unas señales más claras a las entidades de regulación, control y supervisión del mercado para identificar situaciones que se alejen del

comportamiento y nivel esperado de precios para el tipo de competencia oligopólica que se tiene.

Los resultados obtenidos muestran que se logró pronosticar los precios de largo plazo del mercado eléctrico colombiano a partir del modelo desarrollado, se obtuvo el índice de Lerner y *Price mark-cup* que impone el esquema de competencia oligopólica

Se observó como la competencia en el mercado colombiano, modelada mediante una competencia Cournot-Stakelber, es una competencia de un equivalente de 4 empresas estratégicas, que enfrentan una demanda residual definida por las plantas tomadoras de precio.

Adicionalmente, se mostró la utilidad del modelo, no sólo para el pronóstico de los precios, sino para realizar un seguimiento al mercado e identificar el comportamiento del mercado frente a situaciones específicas de fusiones y adquisiciones, o eventos que hagan cambiar la concentración en el mercado.

## 2 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

A continuación se presenta la metodología seguida para la estructuración del problema investigativo. Para el planteamiento del problema se realiza un análisis de las diferentes raíces del problema que ayudan a consolidar todas las componentes de la investigación a plantear (Figura 1)

### 2.1 RAÍCES ECONÓMICAS

- Modelación microeconómica del mercado
- Comportamiento oligopólico del mercado de energía
- Desviación del mercado perfecto
- Organización industrial

Los mercados de electricidad y en particular el mercado de energía en Colombia, dadas sus características como bien, tiene un comportamiento oligopólico, donde son pocos agentes los que tienen la capacidad de tomar decisiones estratégicas.

Esta característica hace que el precio del bien se desvíe del precio que tendría si el mercado funcionara como un mercado perfecto, o si este fuera el resultado de una operación centralizada, teniendo incrementos significativos dependiendo del nivel de poder de mercado que tenga uno o varios agentes en el mismo.

## 2.2 RAÍCES NORMATIVAS

- El comportamiento del mercado de electricidad en Colombia depende del esquema regulatorio y reglas de juego definidas.
- Regulación que restringe la concentración en el mercado.

El comportamiento de un mercado está acotado por el esquema regulatorio y las reglas de juego definidas, que modelan la participación de los diferentes agentes y la capacidad y forma como estos pueden ejercer el poder de mercado.

De todas maneras, por la misma naturaleza del mercado, es casi seguro que existirá un nivel de concentración natural que se configura por las mismas características del negocio de la electricidad el cual requiere altas inversiones y de nivel de precios acorde a éste. De esta manera lo que se debe buscar en este tipo de mercados no es idealizar a que se comporten como una competencia perfecta, sino garantizar un nivel de competencia adecuado dentro de las limitaciones que se tengan.

## 2.3 RAÍCES ACADÉMICAS

- Modelos Hidrotérmicos de minimización de costos
- Teoría microeconómica
- Funcionamiento del mercado de energía
- Competencia tipo Cournot-Stakelberg

Las raíces académicas sobre las cuales se va a soportar el trabajo es la teoría microeconómica la cual fundamenta todo el diseño y fundamentos de los mercados.

Se centra en el estudio de las teorías que intentan modelar y explicar el funcionamiento de los mercados de energía, específicamente en la concepción del mercado como una competencia tipo Cournot.

De manera complementaria es necesaria la revisión de los modelos de minimización de costos, los cuales intentan reproducir el comportamiento competitivo ideal de un mercado.

## 2.4 RAÍCES TÉCNICAS Y TECNOLÓGICAS

- Costos de generación
- Características técnicas del sistema
- Herramientas de optimización

- Hojas de cálculo

Dentro de estos modelos de minimización de costos se tienen en cuenta la interacción de la generación hidráulica y térmica, así como las diferentes características, costos y restricciones de la generación y del sistema.

A partir de la anterior revisión se propone la pregunta de investigación a ser abordada en el presente trabajo la cual es la necesidad de elaborar un modelo que permita simular el precio futuro del mercado resultado del comportamiento estratégico de los agentes en el largo plazo

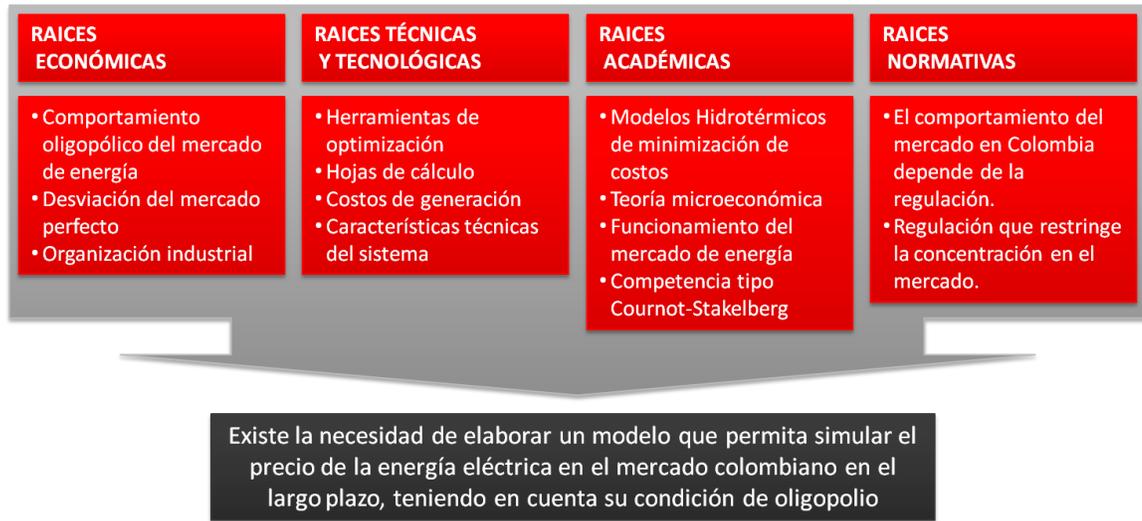


Figura 1 Raíces del problema (Fuente: Autor)

De los aspectos novedosos que se quieren resaltar en el trabajo de investigación son los siguientes: El primero es utilizar el índice de Lerner más allá de la medición del poder de mercado, y utilizarlo para realizar y aplicarlo en proyecciones de precios. En este mismo sentido, se acepta como normal que el mercado de electricidad, debido a sus singularidades, tenga un comportamiento oligopólico que lo aleja considerablemente de ser un mercado perfecto y se considera que dicho nivel, más que el ejercicio de un poder de mercado, corresponde a una realidad típica de estos mercados, que se mantendrá durante el tiempo.

Por otro lado, para la estimación del índice de Lerner se considera, primero una medición más real de la verdadera concentración que de la competencia en términos de capacidad se da en el mercado, y segundo la elasticidad de la curva inversa de la demanda dada por las curvas de costos de los agentes tomadores de

precios, más allá de la curva de demanda inelástica asociada tradicionalmente a los consumidores.

## 2.5 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA (PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN),

El problema central de la tesis consiste en determinar si es posible proyectar el precio futuro de la energía eléctrica en el mercado colombiano, a partir del índice de Lerner, partiendo de la premisa de que es un mercado oligopólico se da una competencia en términos de cantidades tipo Cournot-Stakelberg (Figura 2).

Se realiza un modelo de minimización de costos con el fin de obtener los costos marginales de largo plazo, considerando todas las características del mercado y sistema colombiano y a partir de este resultado y comportamiento, calcular el precio de mercado mediante del índice de Lerner luego de estimar la elasticidad y concentración del mercado.

Se espera contar con un modelo que permita:

- Proyectar el precio de la energía en el largo plazo
- Valorar la elasticidad que enfrentan los agentes en la competencia
- Valorar la verdadera concentración del mercado
- Identificar el *mark-up* entre el costo marginal y el precio del mercado

## 2.6 LOS OBJETIVOS DE INVESTIGACIÓN

A continuación, se presentan los objetivos específicos y complementarios que se pretenden obtener durante el desarrollo de la investigación.

- Objetivo 1 Desarrollar un modelo que permita estimar el precio de la energía a partir del índice de Lerner aplicado a el precio marginal del sistema.
- Objetivo 2 Valorar el verdadero nivel de concentración y la elasticidad que enfrentan los agente estratégicos que tienen capacidad de especular en el mercado.
- Objetivo 3 Identificar el *price mark up* que impone el oligopolio sobre el valor que tendría el precio en caso de ser una competencia perfecta, o de un despacho centralizado.
- Objetivo 4 Valorar los cambios que se pueden generar a futuro en las condiciones de poder de mercado en el sistema frente a la entrada de nuevos proyectos.

- Objetivo 5 Identificar el efecto sobre el comportamiento en el mercado de procesos de fusión, compra, desintegración empresariales.
- Objetivo 6 Tener una herramienta que permita monitorear y verificar situaciones de abuso de poder de mercado, o de colusión, que generen un aumento no justificado de los precios que se aparten del comportamiento esperado como oligopolio.

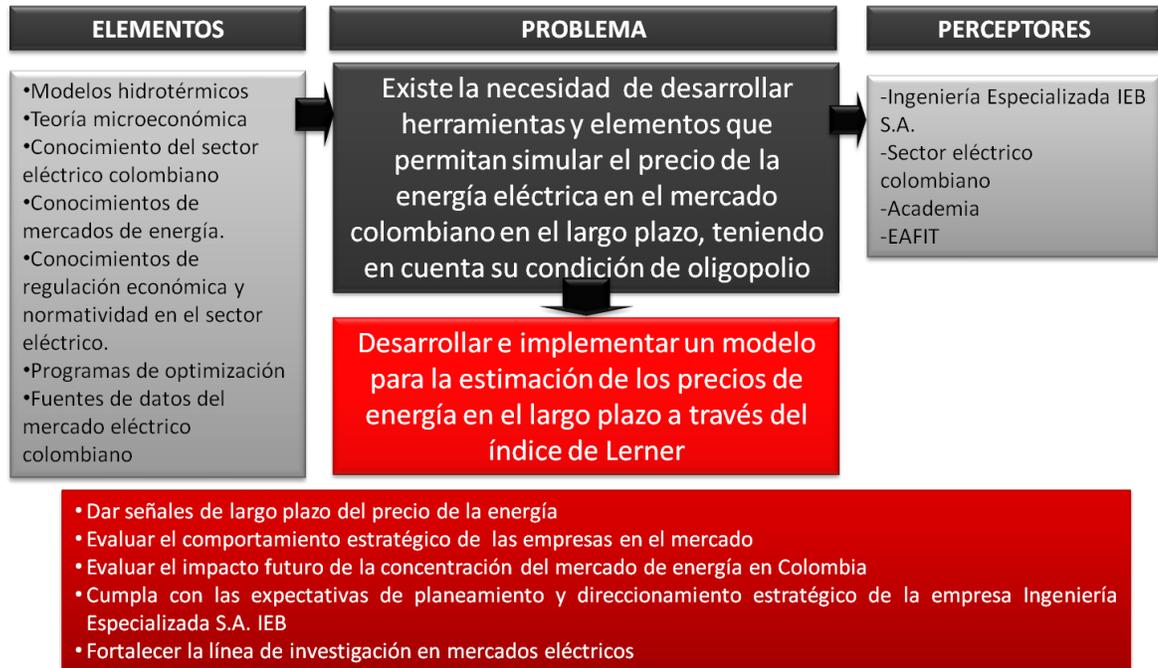


Figura 2 Propuesta investigativa (Fuente: Elaboración propia)

## 2.7 REVISIÓN PREVIA DE LITERATURA

A continuación, se presentan la documentación que hizo parte de la revisión previa de la literatura, y que servirán como fundamento para definir el planteamiento y marco teórico de la investigación.

La revisión bibliográfica de antecedentes para el marco conceptual del proyecto se realizó en varias direcciones, en la primera se realizó una revisión acerca del índice de Lerner, en la segunda acerca de los modelos de proyección de precios de energía en el mercado colombiano, y en la tercera en una contextualización de las características y funcionamiento del sistema y mercado de electricidad en Colombia.

Inicialmente, es bueno comentar que el estudio se puede considerar como una continuación de los temas tratados en el proyecto de investigación “METODOLOGÍA PARA LA VIGILANCIA DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO” (CIDET, UPB, 2014), en los cuales se trabajaron temas relacionados con el comportamiento de la competencia en el mercado colombiano y los indicadores y acciones que se debían tomar para una adecuada vigilancia del mismo.

Con respecto al índice de Lerner, el artículo (Elzinga & Mills, 2011) realiza una breve reseña del origen y utilización de dicho índice para la medida del poder de monopolio. La utilización de se ha enfocado en los mercados eléctricos en la revisión y determinación del poder de mercado y el margen o *Benchmark* de precios reales sobre los valores esperados (Knittel & Kim, 2006) (Andrew, 2007) (Puller, 2007) (Wolak, 2003) (Joskow & Kahn, 2001).

En el caso Colombiano el Comité de Seguimiento del Mercado – CSMEM de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSDP también ha realizado estudios de seguimiento del mercado estimando dichos indicadores para el mercado Colombiano (SSPD-CSMEM, 2006) (SSPD-CSMEM, 2006). En el artículo (García, Bohórquez, López, & Marín, 2013) se proponen una metodología adicional para el control de poder de mercado en el mercado colombiano mediante una caracterización del precio de bolsa mediante una función exponencial y en base a ésta se simula un esquema de beneficios mediante un modelo de competencia.

Del análisis del índice de Lerner se observa que su utilización, y en general el seguimiento y vigilancia del mercado, se enfoca en el poder de mercado del mercado diario spot o de corto plazo, no tratando con la misma importancia o dejando de lado, el ejercicio de poder de mercado en el largo plazo que implica un sobrecosto sostenido y permanente y no únicamente picos de precios.

En esta misma línea la modelación del sistema y funcionamiento del modelo se basa en la concepción de que este es un modelo hidrotérmico donde se configura un modelo de competencia en el largo plazo en términos de capacidad (Uribe & Rivera, 2010)

Las bases sobre las cuales se fundamentó el estudio del mercado y el sistema colombiano son principalmente la información que presenta el operador del mercado y del sistema XM (XM S.A. E.S.P., 2015), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG, 2015), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2015) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD, 2015) en sus respectivas páginas web. Adicionalmente, se realizó una contextualización

general basada en los estudios de (Millán, 2006) (Barrera & Alfredo, 2010) (IEB, 2011) (Quintero, 2013).

En cuanto a los estudios que se enfocan en realizar un modelamiento del precio de la energía eléctrica en Colombia se encuentran desde modelos econométricos de series de tiempo (García, Gaviria, & Salazar, 2011) a, modelos VAR o VEC, de parámetros variantes en el tiempo (Sierra & Castaño, 2010), modelos de reversión a la media (Uribe & Rivera, 2011), hasta modelos de redes neuronales (Barrientos, 2012) e inteligencia artificial (Hurtado, Quintero, & García, 2014). Adicionalmente, se encuentran los resultados que presenta el operador del sistema XM (XM S.A. E.S.P., 2015) y el planeador UPME con respecto a la evolución de los costos marginales del sistema (UPME, 2014), utilizando el Software SDDP (PSR, 2015), el cual es un modelo de Dual Estocástico de minimización del costo operativo del sistema.

## 2.8 CONCLUSIONES REVISIÓN DE FUENTES

- El planteamiento del problema se basa en la revisión de los estudios referentes al funcionamiento del mercado de energía como un modelo de competencia tipo Cournot, sobre la cual se fundamentan los estudios sobre poder de mercado que se han realizado.
- La utilización del índice de Lerner se centra en análisis del poder de mercado y no en el pronóstico de precios, por lo tanto, es un análisis *expost* y no de proyección.
- A nivel del mercado colombiano se utilizan diferentes metodologías para la estimación y pronóstico de los precios futuros de la energía.
- El índice de Lerner es utilizado principalmente para analizar el comportamiento de los mercados diarios y la influencia sobre el precio en el corto plazo. Lo que se busca, basado en el comportamiento del mercado colombiano, es revisar su aplicabilidad a nivel de precios de energía de largo plazo.

## 2.9 FUENTES DE INFORMACIÓN

A continuación, se refiere las fuentes de información de los datos que servirán para la modelación del sistema y del problema a investigar.

- Información histórica de operación del sistema y del mercado eléctrico colombiano que se presenta en la página de XM S.A. E.S.P. (XM S.A. E.S.P., 2015)

- Base de datos de la corrida de largo Plazo que realiza XM S.A. E.S.P. con el SDDP el cual es un modelo de minimización de costos dual estocástico. (XM S.A. E.S.P., 2015)
- Proyecciones de Demanda de energía, y Plan de Expansión de Referencia de transmisión y Generación de la UPME (UPME, 2015)

Los datos específicos que se van a utilizar son los siguientes:

- Demanda de Energía del Sistema
- Aportes hidrológicos históricos
- Características de la plantas de generación
- Costos de suministro y transporte de combustibles

Para el desarrollo del modelo se va a utilizar información histórica y operativa del mercado que se encuentra en las fuentes oficiales que provee el Operador del Sistema y del Mercado, en cuanto al tipo de información, se va a contar con datos e información técnica que condiciona la oferta y la demanda del mercado de energía. Los datos utilizados en la modelación se presentan en el Anexo Datos Simulación.

### 3 MARCO TEÓRICO

#### 3.1 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

El sistema eléctrico de potencia colombiano, llamado Sistema Interconectado Nacional (SIN) está conformado por los generadores de energía, los centros de carga y las líneas de transmisión y distribución que los interconectan. A pesar de que el sistema cubre aproximadamente el 48% (IPSE, 2013) del territorio, alimenta cerca del 96% (UPME, 2015) de los consumos. El resto de usuarios se ubican en las regiones más remotas del territorio llamadas Zonas No Interconectadas. En total la cobertura del servicio de energía eléctrica en Colombia asciende al 98% (UPME, 2015) (Figura 3).

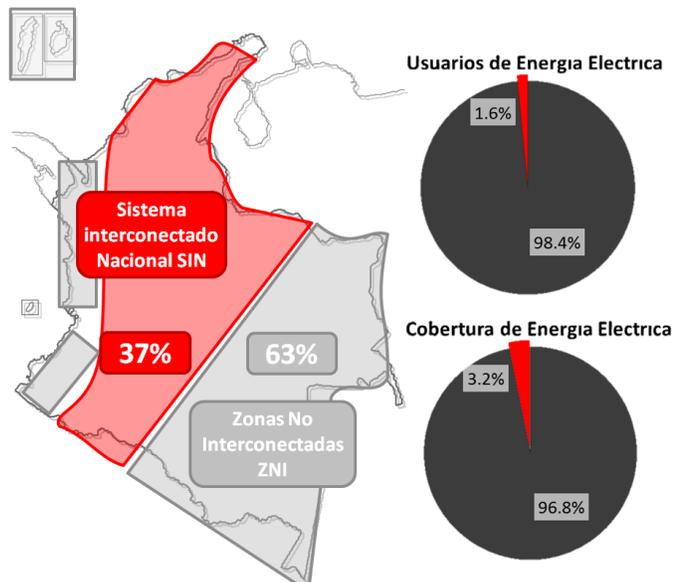


Figura 3 Sistema Interconectado Nacional-SIN y Zonas No Interconectadas-ZNI (Fuente: Elaboración propia Adaptado de IPSE (IPSE, 2013) y UPME (UPME, 2015))

Por la configuración geográfica del país y su propio desarrollo, el Sistema Interconectado Colombiano (SIN) presenta unas características básicas y una configuración que influye en su funcionamiento, en la operación del sistema de potencia y en las restricciones y problemas que se presentan.

El SIN se encuentra en la Región Central o Andina y en la Costa Atlántica, presentando dos grandes subsistemas: el Central y el de la Costa Atlántica. Estos subsistemas están interconectados por líneas de transmisión a 500 kV, en un principio con un doble circuito desde San Carlos hasta Sabanalarga, para luego ser cerrado en anillo con un circuito desde Bolívar hasta Primavera y Bacatá (Figura 4).

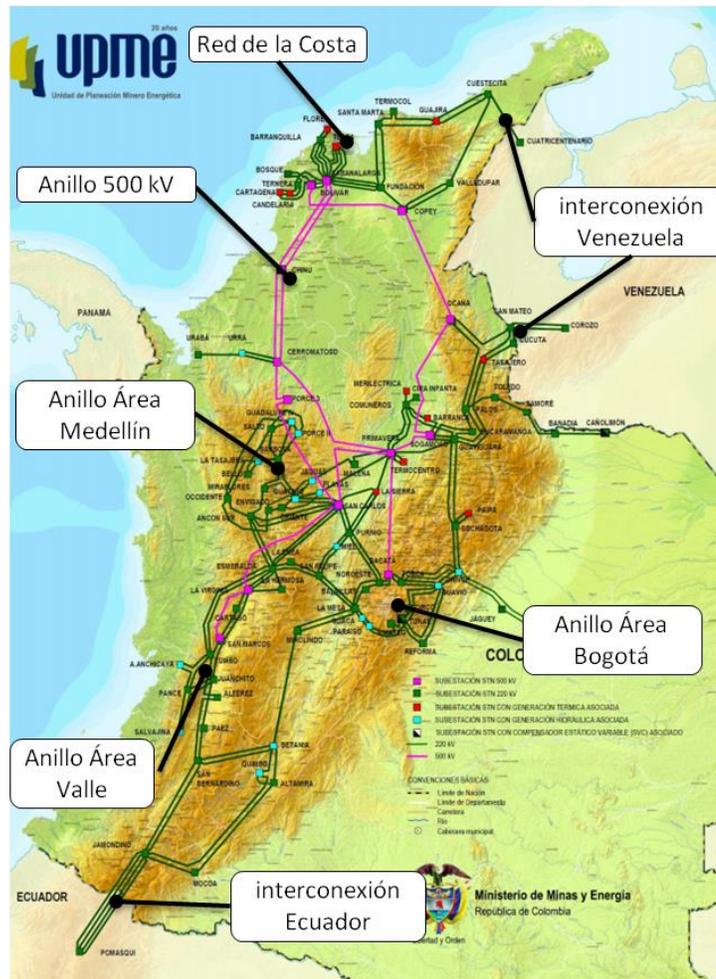


Figura 4 Sistema de Transmisión Nacional a 2014 (Fuente: UPME (UPME, 2014))

La generación se encuentra localizada por regiones. La generación hidráulica se ubica principalmente en la Región Central y la generación térmica en la Costa Atlántica y el Magdalena Medio. El potencial de generación hidráulico en Colombia se estima aproximadamente 56 GW (UPME-IDEAM, 2015), siendo actualmente aprovechado unas pocas cuencas para proyectos de gran envergadura, correspondientes a las cadenas de los ríos Porce-Nechí y Nare-Guatapé en Antioquia; Batá-Guavio y Menores de Bogotá en la Cordillera Oriental; y Sinú, Magdalena y del Páfcico. Estos proyectos corresponden a los que en su momento eran los más viables conforme a su ubicación geográfica, estudios y diseños disponibles, requerimientos energéticos, y valor del kilowatio instalado (Figura 5).

Aún queda un gran potencial por explotar y cuencas por desarrollar, destacando el proyecto de Pescadero-Ituango. Adicionalmente, ha venido incrementando los

pequeños proyectos de generación hidráulica que aprovechan el potencial en diversas regiones del país.



Figura 5 Ubicación de la generación hidráulica (Fuente: Elaboración propia)

Por el lado de la generación térmica, la ubicación de las plantas de generación a gas coincide con el recorrido de los gasoductos de la Costa Atlántica y del centro del país (Figura 6), buscando las zonas de menor altura sobre el nivel del mar para mayor eficiencia, y en el Valle del Cauca, para dar confiabilidad al sistema en esa región. La generación a carbón se ubica en Norte de Santander, Boyacá y Cundinamarca, donde hay zonas de producción de este mineral.

La coyuntura actual, de desabastecimiento de gas para la generación eléctrica, siendo reemplazada por líquidos, ha llevado a la necesidad de instalar una planta de regasificación en la costa atlántica, aumentar la exploración y la necesidad de incrementar la generación a partir de otros combustibles y tecnologías.

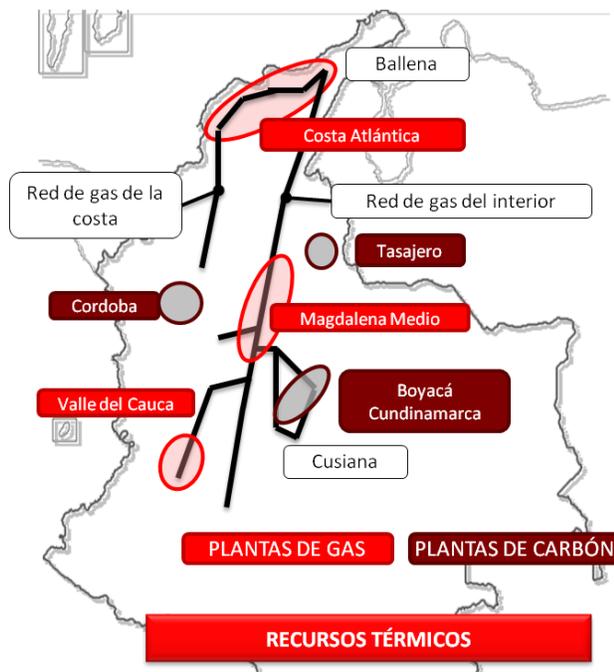


Figura 6 Ubicación de la generación térmica (Fuente: Elaboración propia)

La demanda de energía eléctrica del SIN en el año 2014 fue de 63 GWh-año (Figura 7), presentando unos incrementos sostenidos de alrededor del 3% en los últimos años (XM S.A. E.S.P., 2015). El alza en la demanda de energía es consecuente con el crecimiento económico que igualmente presenta el país, y revierte el decrecimiento presentado a finales de la década de los años 1990. La demanda de energía en Colombia se concentra en los grandes centros poblados de la región andina y la costa atlántica.

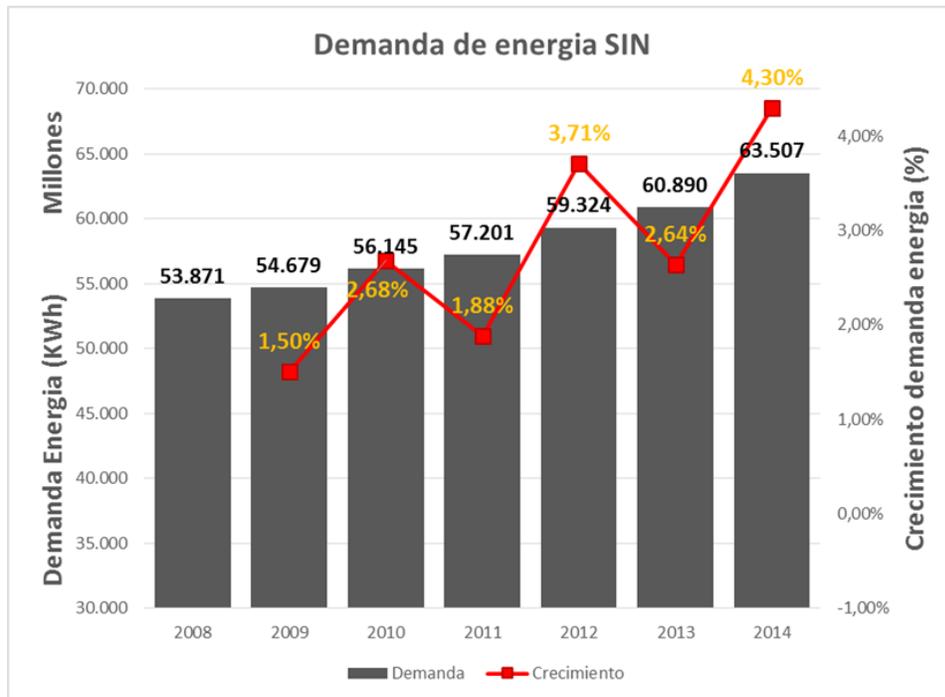


Figura 7 Demanda de energía del SIN (Fuente: Elaboración propia Adaptado de XM)

La demanda de potencia máxima se ubicó en el año 2014 en los 9.55 GW (XM S.A. E.S.P., 2015), con un crecimiento porcentual del 2% en promedio en los últimos años (Figura 8).

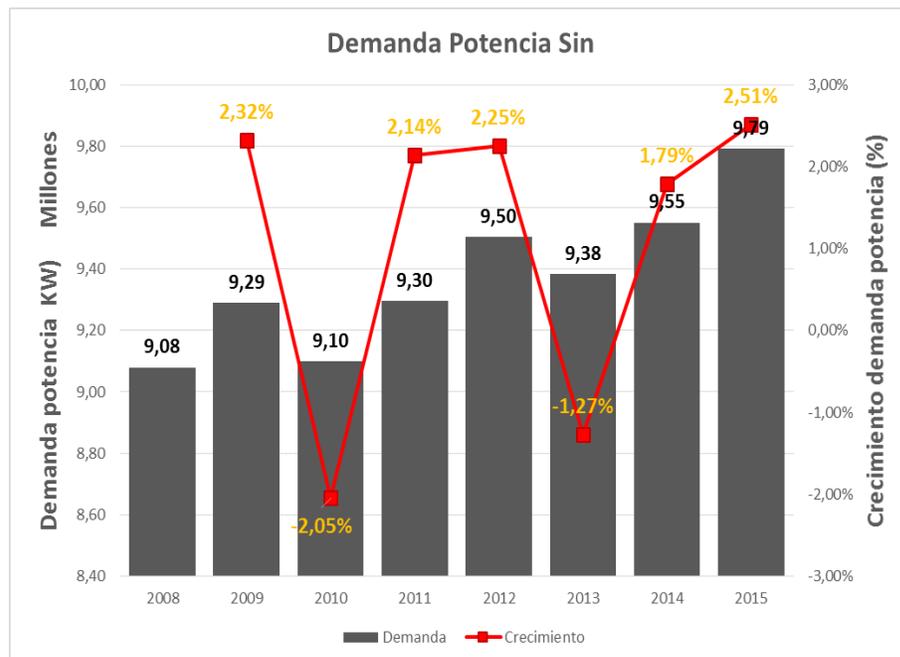


Figura 8 Demanda de potencia del SIN (Fuente: Elaboración propia Adaptado de XM)

## 3.2 CONSIDERACIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS.

### 3.2.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL BIEN

Lo primero que se debe tener en cuenta, es la necesidad de establecer cuáles son las características propias de los mercados eléctricos, para así poder determinar cuáles son aquellos condicionantes y restricciones que aparecen para ser realmente competitivos. Las características del bien energía eléctrica y del mercado que se configura alrededor de él son los siguientes:

- Amplia cadena de valor e incluye una serie de actividades que le agregan valor a la energía luego de su proceso de transformación en la generación eléctrica.
- Combinación de actividades competitivas y monopolios naturales.
- Los mercados eléctricos competitivos de corto plazo usualmente no dan las señales necesarias para la expansión.
- El suministro de energía eléctrica generalmente es un servicio público en la mayoría de los países.
- La energía eléctrica no es almacenable, se debe consumir al tiempo que se genera.
- Demanda con alto grado de inelasticidad.
- Se requiere personal con alta capacitación para su operación, regulación y control.
- Alto impacto social y económico de los racionamientos de energía.
- Los procesos de inversión en generación es de larga maduración, en especial los relacionados con energía hidráulica.
- El insumo “agua” no es provisto por un mercado. Su valor se induce a partir de los costos futuros evitados: costos térmicos y de racionamiento
- No se dan señales económicas estables en el largo plazo en el mercado spot proporcionan una (al menos esto sustentan los agentes que reciben ingresos por cargo por capacidad).
- Se requiere de un grado de sobre-instalación que no es fácil de establecer. Las fallas en sistemas con alta componente hidráulica se presentan primordialmente por energía y no por potencia.
- Aunque la energía eléctrica es un bien homogéneo, este debe cumplir con unos estándares de calidad y disponibilidad en cada uno de las actividades de generación, transporte, distribución y uso.

- Congestion en la red de transmisión que interconecta los generadores con los puntos de carga.
- Barreras de entrada de nueva generación
- Pueden ser muy competitivos en determinados periodos de tiempo y muy poco competitivos en otros.

Es importante que se quite la premisa en los mercados eléctricos, de modelar su comportamiento ajustado a los mercados perfectos, cuando realmente distan de ser así. Esta diferenciación es fundamental a la hora de conocer adecuadamente cual es el funcionamiento competitivo de un mercado de energía, y donde una aproximación de este tipo sería totalmente errónea. Dentro de las características se van a tener en cuenta en la propuesta del modelo se encuentran las características de los mercados eléctricos que acabamos de mencionar

Se debe tener en cuenta que el mercado de energía mayorista son principalmente dos mercados, el mercado spot o bolsa de energía, y el mercado de contratos o de largo plazo. Estos dos mercados son diferentes y a la vez están altamente ligados por lo tanto, se debe hacer un análisis de las características propias de cada uno de estos mercados y la forma cómo interactúan.

### 3.2.2 MERCADOS

El mercado de electricidad en Colombia está conformado por varios mercados. En una primera división esta el Mercado Mayorista de Energía donde se transan los grandes bloques de energía y el Mercado Minorista de Energía donde los comercializadores atienden los Usuarios No Regulados, que por su capacidad en potencia o energía consumida pueden acceder a negociar libremente su suministro.

En el Mercado de Energía Mayorista está comprendido por el Mercado Spot o diario, el mercado de Contratos Bilaterales, El mercado que se deriva de la asignación del AGC y el mercado de la Regulación Secundaria de Frecuencia-AGC (Tabla 1).

El Mercado Spot Colombiano los agentes ofertan un único precio diario y declaran su disponibilidad, es decir, tienen poca flexibilidad en la oferta de precios y nula en la oferta de capacidad. Dicha inflexibilidad aunque genera ineficiencias, limita significativamente el ejercicio de poder de mercado.

En el caso del Mercado de Contratos a largo plazo, estos son contratos bilaterales de acuerdo libre entre los agentes, y sujetos a sus propios términos y condiciones. Aunque los contratos de largo plazo se pueden contraer en diversas modalidades, en el caso de la compra de energía con destino a los usuarios regulados, al ser mediante una subasta, los vendedores quedan limitados a los términos impuestos

en la subasta. Como las diferencias entre lo contratado y lo real son liquidadas en la bolsa de energía, la exposición a la bolsa es un riesgo inherente a la contratación y el precio de bolsa se convierte en un referente a la hora de negociar los precios de los contratos.

Tabla 1 Características generales del mercado eléctrico. (Fuente: Elaboración propia)

<b>Característica</b>	<b>Mercado Spot</b>	<b>Mercado Contratos</b>	<b>Mercado AGC</b>	<b>Mercado Confiabilidad</b>
<b>Número de participantes</b>	Oligopolio	Oligopolio	Oligopolio	Oligopolio
<b>Concentración</b>	Alta	Alta	Muy Alta	Alta
<b>Tipo de participantes</b>	Líderes y seguidores	Líderes y seguidores	Lideres	Líderes y seguidores. Nuevas y Existentes
<b>Concurrencia</b>	Si	No	Si	Parcial (En el mercado secundario No)
<b>Precio</b>	Único	Varios precios	Varios precios	Varios precios
<b>Oferta</b>	Expectativas corto plazo	Expectativas mediano plazo	Expectativas corto plazo	Expectativas largo plazo
<b>Demanda</b>	Inflexible	Muy Inflexible	Inflexible	Muy Inflexible
<b>Plazo</b>	Diario	Meses	Diario	Años
<b>Toma de decisiones</b>	Poca libertad	Moderada libertad	Poca libertad	Poca libertad

El mercado del AGC, para proveer la regulación secundaria de frecuencia es un mercado de servicios complementarios, en los que participan únicamente las plantas que tienen la capacidad técnica para prestar dicho servicio. Los mecanismo de oferta para participar es éste mercado se encuentran ligados a la bolsa, declarando su capacidad que están dispuestos a comprometer en holgura, y al mismo precio de oferta que realicen en la bolsa, esto con el fin de limitar el abuso de posición dominante en este mercado.

El mercado de confiabilidad es un mercado en el que participan las plantas de generación en función de su Energía Firme con el fin de comprometer dicha firmeza (obligaciones) y recibir un cargo, el cual es equivalente a la prima de un seguro que toma la demanda, mediante la cual los generadores comprometidos se aseguran de proveer energía, en momentos de escasez, a un precio máximo definido como el precio de escasez. En este mercado, las obligaciones son subastadas cuando la CREG defina la necesidad de que se requiere la entrada de plantas nuevas y las

plantas existentes entran como tomadoras de precios al nivel de cierre de la subasta.

### 3.2.3 NÚMERO DE PARTICIPANTES

Una de las características de los Mercados Mayoristas de Energía es la participación de un bajo número de vendedores y compradores, lo cual lo ubica como un oligopolio, tanto en el mercado de corto plazo como en el de largo plazo.

Tabla 2. Características generales de los mercados eléctricos por número de participantes. (Negro: Mercados de contratos de largo plazo, Rojo: Mercados de energía de corto plazo) (Fuente: Elaboración propia)

CLASIFICACIÓN DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS		POR NÚMERO DE COMPRADORES		
		Muchos compradores	Pocos compradores	Único comprador
POR NÚMERO DE VENDEDORES	Muchos Vendedores	Competencia perfecta	Oligopsonio	Monopsonio
	Pocos Vendedores	Oligopolio	Oligopolio - Oligopsonio	Oligopolio-Monopsonio
	Único Vendedor	Monopolio	Oligopsonio-Monopolio	Monopolio Bilateral

Mercados de contratos de largo plazo	Mercados de energía de corto plazo
--------------------------------------	------------------------------------

En el mercado colombiano, el mercado spot es un oligopolio por el lado de la oferta y un único comprador con una demanda inflexible, y por el lado del mercado de contratos en el lado de la oferta es un oligopolio, lo mismo que en el lado de la demanda (Tabla 2).

Tabla 3. Número de empresas por actividad a diciembre 2014 (Fuente (XM, 2015)).

Actividad	Registrados	Transando o con cargos
Generadores	56	44
Transmisores	12	10*
Operadores de red	31	29*
Comercializadores	93	69
Fronteras usuarios regulados	9,670	
Fronteras usuarios no regulados	5,546	
Fronteras de alumbrado público	393	

En cuanto al número de agentes que participan en el mercado, si bien el número de generadores registrados asciende a 56 (Tabla 3) y de Comercializadores a 93, con corte a diciembre de 2014, este número disminuye cuando se consideran los agentes que efectivamente transan quedando en 44 y 69 respectivamente, y aún más si se revisa el volumen de transacciones de cada uno de ellos.

Adicional de considerar el número de participantes, es importante ver cuál es el grado de concentración que tienen uno o varios de los mayores agentes del mercado, el cual se revisará a fondo en el capítulo de CONCENTRACIÓN.

Inicialmente, la primera percepción que se tiene al mirar la capacidad neta de generación por agente es que el mercado colombiano es altamente concentrado, de todas maneras en el caso de la concentración, es necesario revisar en profundidad este concepto, ya que es fundamental para la competencia en el mercado.

#### 3.2.4 TIPO DE PARTICIPANTES

Como se ha mencionado anteriormente, aparte de los organismos encargados de la regulación, la vigilancia, el control, la planeación y el consejo en el mercado de energía eléctrica, existen los agentes que participan directamente en cada uno de los negocios de la cadena de valor de la energía eléctrica, siendo estas actividades la Generación, la Transmisión, la Distribución, la Comercialización y los Usuario No Regulados. Algunos de estos agentes participan de manera competitiva y transan en el mercado, mientras otros son agentes económicos que no participan directamente en el mercado.

Unido a los conceptos anteriores se pueden identificar dos tipos de agentes, aquellos que tienen la capacidad de influir de alguna manera en el precio y las cantidades del mercado de acuerdo con sus estrategias y aquellos cuya influencia es marginal y sólo son tomadores de precio.

En los mercados eléctricos, y específicamente en el colombiano, es normal que existan unos agentes dominantes o estratégicos, los cuales son los encargados de trazar sus estrategias de acuerdo con sus propias expectativas y agentes tomadores de precio que quedan condicionados al accionar de los estratégicos dado que no tienen la capacidad de maniobra suficiente para imponer una estrategia bien sea por el tamaño o tipo de plantas.

Hay una notable participación de agentes privados, aunque el Estado conserva su dominio sobre varias empresas importantes en los negocios de generación,

transmisión, distribución y comercialización. Las empresas estatales de energía eléctrica más importantes pertenecen al orden municipal.

A continuación, se describen de una manera más desagregada cuales son los agentes y cuál es su clasificación.

#### **3.2.4.1 AGENTES QUE TRANSAN EN EL MERCADO**

En el caso del Mercado de Energía Mayorista, son aquellos que compran y venden grandes bloques de energía tanto en bolsa como a largo plazo. Como se ha visto antes, en los mercados mayoristas de energía no se puede simplificar las funciones de los agentes en compradores y vendedores, sino que es necesario especificar un poco más los diferentes tipos de compradores y vendedores que participan.

El rol de los agentes que transan en el mercado de electricidad se puede caracterizar en la venta, compra o intermediación en la transacción de la electricidad, dependiendo de sus activos físicos. Por lo tanto, es importante diferenciar si los agentes tienen activos de generación y/o distribución para que sea posible clasificarlos de acuerdo con su razón de ser en el mercado. En la Figura 9 se muestra un cuadro con la clasificación de los agentes.

##### ***Generadores***

Los agentes generadores son aquellos que desarrollan la actividad de producción de electricidad, energía que puede ser transada en la Bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con grandes usuarios (usuarios no regulados). Los agentes generadores se diferencian a su vez en cuanto al tipo de plantas que poseen en Plantas Despachadas Centralmente (aquellas con una capacidad instalada superior a los 20 MW), Plantas Menores o No Despachadas Centralmente, Cogeneradores y Autogeneradores.

Generalmente se entiende que los generadores son empresas privadas, municipales o de carácter mixto cuya razón de ser es la generación de electricidad a partir de las fuentes primarias de energía.

Dentro de los generadores o productores es necesario realizar una diferenciación de los agentes en cuanto al tipo de plantas, por tecnología con que cuentan, ya que las diferencias entre el tipo de tecnología condiciona la forma en cómo el agente se comporta en el mercado y le brinda cierta posición estratégica.

Adicionalmente, los generadores se pueden dividir en Generadores Integrados y Generadores Puros en cuanto a la propiedad de los activos, y en Generadores

Térmicos, Generadores Hidráulicos y Generadores Hidráulicos-Térmicos de acuerdo con el tipo de tecnología que poseen.

**Generadores puros:** Son aquellos actores que poseen activos representados en plantas de generación, tanto hidráulicas como térmicas, y que por su potencia instalada participan en el mercado mayorista de energía y son despachadas centralmente.

**Generadores Integrados:** Son aquellas empresas que están integradas en las actividades de Generación y Distribución, lo que les permite destinar parte de su energía generada para sí mismo con el objetivo de abastecer a sus usuarios.

La presencia de agentes que son a la vez generadores y distribuidores integrados, con la implicación de abastecer a usuarios regulados, genera una dinámica diferente dentro del Mercado Mayorista de Energía que ocasiona distorsiones en su funcionamiento. Actualmente, hay una limitación a la cantidad de energía que un agente puede autoabastecerse con destino a los usuarios no regulados.

Adicionalmente, el tipo de tecnología que se utiliza para la generación de energía es un elemento fundamental para la determinación del comportamiento de los agentes en el mercado debido a las notables diferencias que tienen cada una de las tecnologías presentes en cuanto a costos variables y fijos, monto de la inversión, predictibilidad en el suministro de combustible y eficiencia, entre otras, que hace que los agentes deban tomar acciones estratégicas tendientes a maximizar su beneficio de acuerdo con su planta de generación o parque de generación, en especial cuando cuentan con una combinación de ellas.

**Generadores Térmicos:** Son aquellos agentes que tienen exclusivamente plantas de generación térmica bien sea a gas natural, carbón u otro tipo de hidrocarburo. Las plantas de generación térmica tienen unos costos variables de generación predecibles y estimables, estando sujetos a los precios de los combustibles que los alimentan. Generalmente el parque de generación térmico no genera mucha inestabilidad en los precios del mercado.

Los generadores térmicos tienen una menor capacidad de especulación y sus costos de operación son casi independientes de las expectativas futuras como sucede con las plantas de recurso hidráulico.

**Generadores Hidráulicos:** Son aquellos agentes que poseen plantas de generación hidráulica con capacidad para embalsar.

Las plantas de generación hidráulica tienen unos costos de inversión muy altos (Entre 2000 y 3000 USD/kw), los cuales deben ser recuperados en todo el período de operación de la planta. Los costos variables de generación de las plantas hidráulicas son despreciables frente a los costos de generación de las plantas térmicas. Adicionalmente, su suministro de combustible, el agua, está sujeto a las condiciones hidrológicas que se presenten, teniendo una gran incertidumbre acerca de la cantidad de agua disponible para generar en el futuro.

Por lo tanto, la valoración del agua en las plantas hidráulicas está ligada al costo de oportunidad de generación dependiendo de las condiciones actuales y futuras.

Al generar tanta incertidumbre y diferencias en la estimación y valoración del agua, las plantas hidráulicas generan volatilidad en los precios del mercado.

**Generadores Hidráulicos-Térmicos:** Son aquellos agentes generadores que poseen plantas de generación hidráulicas y térmicas.

Estos agentes tienen una mayor versatilidad ya que poseen de las dos tecnologías, lo cual les permite tener más opciones a la hora de trazar una estrategia de participación en el mercado.

Adicionalmente, pueden realizar una mejor gestión del portafolio y tener la oportunidad de realizar contratos de largo plazo, los cuales pueden ser cubiertos por las unidades térmicas en caso de sequía.

Es importante tener en cuenta que el proceso de gestión integral de todo el parque de generación con miras a obtener unos beneficios globales mayores incide en las expectativas que tiene el agente de maximizar su beneficio.

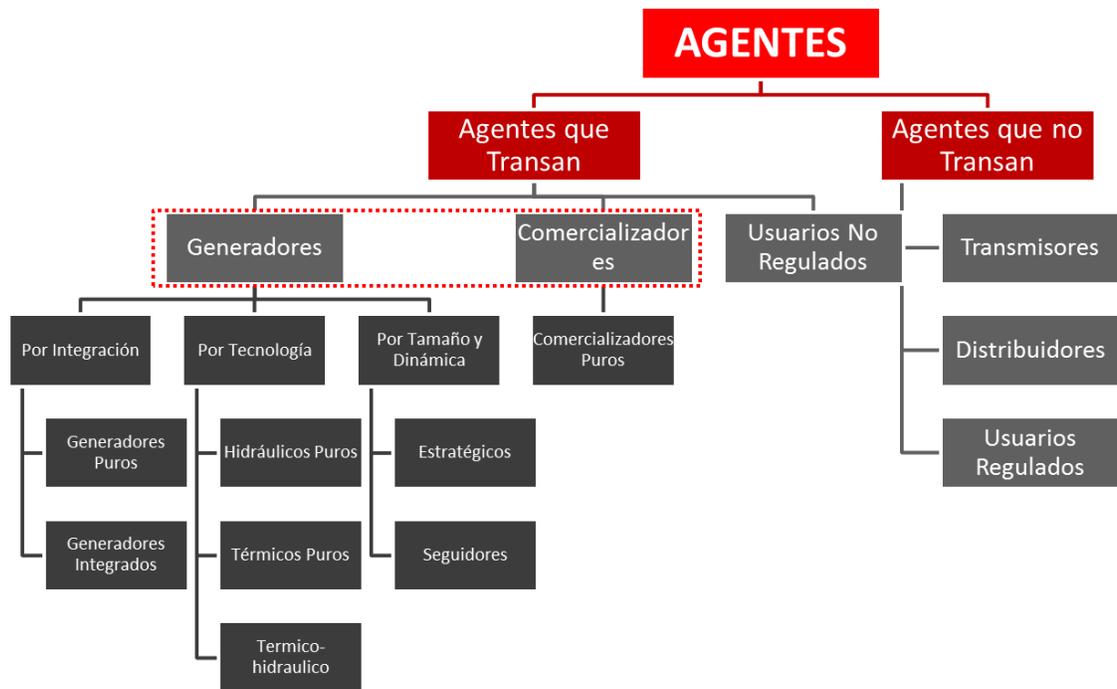


Figura 9 Clasificación de los agentes (Fuente: Elaboración propia)

### Comercializadores

**Comercializadores Puros:** Son aquellos actores que no poseen activos de generación ni de distribución, participando en el mercado mediante la compra y venta de energía, ya sea para suministrar energía a los Usuarios No Regulados en el Mercado de Energía Minorista o en el mismo Mercado de Energía Mayorista.

El comercializador puede suministrar energía de manera diferenciada y a precios competitivos en el Mercado de Energía Minorista, a través de una buena gestión de compras de energía en el Mercado de Energía Mayorista, una adecuada gestión de su riesgo, y de unos servicios personalizados en la comercialización.

Uno de los roles de los comercializadores puros dentro del mercado es el de gestionar el riesgo, asumiendo el riesgo que tienen otros agentes, y transfiriendo el riesgo entre la Bolsa de Energía y el Mercado de Contratos a Largo Plazo.

Es importante que el comercializador, como especulador dentro del mercado, cuente con los suficientes mecanismos financieros para una adecuada gestión y cubrimiento del riesgo, así como leyes, regulaciones, garantías y vigilancia por parte de las entidades de manera que se evite sobreexposiciones de agentes que no tengan la capacidad de responder por los compromisos adquiridos en el mercado.

**Comercializadores-Distribuidores:** Son aquellos actores que poseen activos de distribución y que, en el caso colombiano, tienen usuarios regulados y usuarios no regulados, por lo tanto, deben adquirir energía a precios competitivos con el fin de poder participar con mayor efectividad en el Mercado de Energía Minorista.

Para el caso del suministro a los Usuarios No Regulados, la gestión de las compras de energía en el Mercado de Energía Minorista debe ser adecuada para ser competitivo en éste. En el caso de los usuarios con tarifa regulada, a pesar de que las compras en generación se les traspasa a los usuarios directamente, hay mecanismos regulatorios diseñados para incentivar la buena gestión de compras.

Los comercializadores de energía que atienden usuarios no regulados deben realizar una gestión eficiente de compra de energía, buscando ser competitivos en el Mercado de Energía Mayorista.

Las empresas que tienen activos de distribución y venden su energía deben hacer una gestión adecuada de sus compras de energía en el mercado, de manera que no sean castigados por una mala gestión y no le tengan que cargar costos innecesarios a los usuarios.

Dependiendo de las políticas empresariales, así como del origen de la inversión, se pueden priorizar uno u otro objetivo, o tener una mayor inclinación hacia la responsabilidad empresarial.

**Usuarios No Regulados:** Los Usuarios No Regulados son aquellos cuyo consumo de energía o potencia instalada hace que puedan participar en el Mercado de Energía Minorista.

El Usuario No Regulado, al igual que el regulado, tiene poca influencia directa sobre el Mercado Mayorista de Energía, pero a diferencia de éste, al participar en el Mercado Minorista de Electricidad, tiene una mayor capacidad de reacción y de negociación de precios.

Los usuarios regulados buscan obtener un plan tarifario más competitivo y que se ajuste a su patrón y perfil de consumo.

#### **3.2.4.2 AGENTES QUE NO TRANSAN EN EL MERCADO:**

Son los agentes que pertenecen a las actividades de la cadena de prestación del servicio pero que no participan directamente en el Mercado de Energía Mayorista, e influyen o dependen del comportamiento de éste.

### *Transmisores*

El transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión es un monopolio natural donde no es posible la competencia, siendo necesario que sea regulado y que funcione bajo un esquema de remuneración acorde con las características de esta actividad.

El sistema de transmisión cumple una función primordial en el dinamismo del mercado, pues aunque normalmente facilita el transporte e intercambios de electricidad, hay momentos en los que la red se encuentra plagada de limitaciones, congestiones y restricciones que impiden su correcto funcionamiento.

Lo ideal es que el transmisor sea un agente pasivo dentro del mercado de electricidad, siendo sólo el propietario y administrador de las redes que hacen factible físicamente el mercado. Para esto el transmisor no debe tener ningún interés con los generadores y comercializadores, y por lo tanto, se debe eliminar cualquier integración vertical entre ellos.

La función de estos agentes es mantener, administrar y operar la red de su propiedad o responsabilidad, de manera que se tenga un sistema de interconexión adecuado que garantice el buen funcionamiento del mercado y la confiabilidad para los usuarios. Los agentes transmisores están sujetos a las directrices del operador del sistema y a unas metas de disponibilidad de sus equipos fijados por el regulador.

### *Distribuidores*

Los Sistemas de Distribución se clasifican en Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Sistemas de Distribución Local (SDL). Los STR están constituidos por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV (nivel de tensión 4). Por su parte los SDL están compuestos por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 57.5 kV (nivel de tensión 3: tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV; nivel de tensión 2: tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV; y nivel de tensión 1: tensión nominal menor a 1 kV).

Los principales temas regulatorios que se discuten en la actividad de distribución tienen que ver con las señales de expansión, especialmente en aquellos lugares en los cuales los costos de expansión superan al cargo de distribución, en la ampliación de cobertura en Zonas No Interconectadas, y en la definición de un esquema de pérdidas que efectivamente permita colocarlas en niveles técnicamente eficientes.

### *Usuarios Regulados*

Los Usuarios Regulados son aquellos que, por su bajo consumo de energía y su baja potencia instalada, no pueden negociar sus compras de energía en el Mercado Minorista de Energía, sino que tienen una tarifa regulada y son atendidos por el comercializador integrado que le corresponde la atención de esa zona.

El Usuario Regulado es el actor que menos influencia directa tiene sobre el Mercado Mayorista de Energía, pero que en últimas, como pagador de todos los costos que se generan en la cadena de prestación del servicio, es quien realmente ve reflejado los beneficios de la competencia en el mercado traducidos en tarifas de energía eficientes y accesibles. Adicionalmente, es el que reacciona con mayor lentitud a los cambios que se generan en el mercado.

### 3.2.5 CONCURRENCIA

Los mercados eléctricos al estar condicionados a la red eléctrica son concurrentes en cuanto a que los agentes hacen los intercambios utilizando la misma red de transmisión. Es decir, es imposible que se utilice un medio diferente para realizar las transacciones. No obstante lo anterior, dentro de los sistemas de potencia es posible articular mercados financieros los cuales no necesariamente tengan una concurrencia en la negociación y la fijación de precios, siendo siempre necesario un mecanismo de balance entre las transacciones financieras y la operación real del mercado, siendo un mercado de balance, una bolsa de energía o mercado spot.

De todas maneras el mercado de energía mayorista no es concurrente en su totalidad, ya que si bien la bolsa de energía es concurrente, siendo negociada toda la energía en la misma bolsa y al mismo precio, los contratos bilaterales de largo plazo son acordados libremente entre las partes y por ende, sus términos y condiciones son acordados libremente generando diferentes precios de transacción de la energía.

La concurrencia en el mercado da una mayor facilidad para la vigilancia y el monitoreo de las transacciones por parte de las entidades de control, y hay una mayor simetría en la información.

### 3.2.6 PRECIO

A nivel internacional se presentan dos tipos de mercados el multinodal en el cual hay un precio por cada uno de los nodos del sistema y en el cuál cada precio está condicionado por adyacencia de las restricciones de la red y la posición relativa de los generadores y consumos. En el mercado uninodal no se consideran las

limitaciones de la transmisión para el cierre del mercado, y por ende, hay un solo precio para todo el mercado.

En los mercados uninodales como el colombiano el precio de Bolsa es una de las señales más importantes del mercado, no sólo por ser la expresión última del cierre del mercado, sino que refleja la forma como se comportó el mercado y es una importante referencia para la negociación de los contratos de largo plazo.

Adicional a esto, la bolsa de energía al ser Uninodal y concurrente tiene un único precio para las transacciones de energía, mientras en el mercado de contratos al ser bilateral se presenta un precio de negociación de energía por cada uno de los contratos de compra-venta existentes.

### 3.2.7 OFERTA

La oferta de los mercados eléctricos depende de los costos de generación de las plantas y de las expectativas de ganancias de los agentes que les permitan recuperar los costos de inversión y obtener una rentabilidad coherente con el tipo de negocio.

En la construcción de los costos de oferta de las plantas en general se presentan diferencias en cuanto a la tecnología a utilizar:

**Las plantas térmicas:** El costo variable depende directamente de los costos del combustible incluyendo su transporte, además de los costos variables de operación y mantenimiento. Adicionalmente, las plantas de generación térmicas tienen unos costos de arranque y parada en cada periodo de generación.

El impacto de la eficiencia del punto de operación de las planta se maneja comúnmente mediante la limitación del rango de operación entre puntos donde la eficiencia es adecuada.

**Las plantas hidráulicas:** Los costos variables de combustible en este tipo de plantas son despreciables, por lo tanto, los costos variables de generación dependen del costo de oportunidad de generación.

Debido a que el costo de generación de las plantas hidráulicas depende del costo de oportunidad, el costo actual de generación depende de las condiciones de generación a futuro y, por lo tanto, la gestión de la operación de estas plantas debe tener en cuenta periodos futuros.

Algunos agentes presentan un parque de generación mixto contando con plantas térmicas e hidráulicas

En teoría los costos de generación que tienen las plantas con miras a construir una curva de oferta para el mercado spot y de contratos deberían ser iguales, pero esto no ocurre dado el carácter impredecible de la hidrológica y de otros factores externos, sumado esto a las necesidades que tienen las empresas de generación de realizar contratos de largo plazo para poder realizar una cobertura de sus riesgos. Adicionalmente, es importante tener en cuenta que la participación en los mercados de corto y largo plazo hace parte del portafolio de manejo de riesgo del agente.

### 3.2.8 DEMANDA

La demanda en los mercados eléctricos en general es bastante inflexible, debido a que la energía eléctrica no es acumulable una vez generada y por ende la producción y el consumo deben coincidir en todo instante. Adicionalmente, los usuarios residenciales, que comprenden un porcentaje significativo de la demanda, usualmente consumen dependiendo de sus necesidades diarias sin tener en cuenta la variación de los precios de la energía.

La inflexibilidad en la demanda favorece que en el caso de los mercados eléctricos los vendedores prefieran una competencia por cantidades ya que les es más fácil estimar la demanda futura que los posibles precios de cierre del mercado.

En el caso del mercado spot colombiano, la curva de demanda utilizada para la casación del mercado es totalmente inflexible ya que el despacho ideal se realiza con la demanda real del mercado, mientras que en el mercado de contratos la parte de la demanda asociada a los usuarios no regulados le impone un poco de flexibilidad de la curva a través de las negociaciones que realizan sus comercializadores en el Mercado mayorista.

### 3.2.9 HORIZONTE, PLAZO Y RESOLUCIÓN TEMPORAL

En este aspecto es que se ve la diferencia entre los dos mercados que tiene el mercado de energía mayorista ya que precisamente son el mercado de corto plazo también llamado bolsa de energía o mercado spot y el mercado de largo plazo o de contratos bilaterales.

El mercado spot de energía en Colombia, es del tipo day ahead, donde los agentes realizan sus ofertas para un horizonte de despacho de 24 horas. El resultado del despacho es el plan de generación para cada una de las plantas en la operación del día siguiente. Después de la operación, el operador del mercado realiza el despacho ideal con el fin de realizar las liquidaciones del mercado, es pues éste último despacho en el que se generan las transacciones.

En general los contratos de largo plazo firmados en Colombia se encuentran dentro del rango de 6 meses hasta 3 años. Cuando la demanda es destinada a los usuarios no regulados, la compra de esta energía por parte de los distribuidores se debe realizar a través de una subasta con unos plazos más fijos.

#### 4 PLANTEAMIENTO DEL MODELO

El planteamiento del modelo consiste en realizar un pronóstico de la evolución futura del precio de la energía eléctrica en Colombia utilizando para ello el índice de Lerner el cual relaciona el Precio del Mercado con relación al Costo Marginal de Producción, el cual se obtendría en un esquema de competencia perfecta o de despacho centralizado como se muestra en la Figura 10.

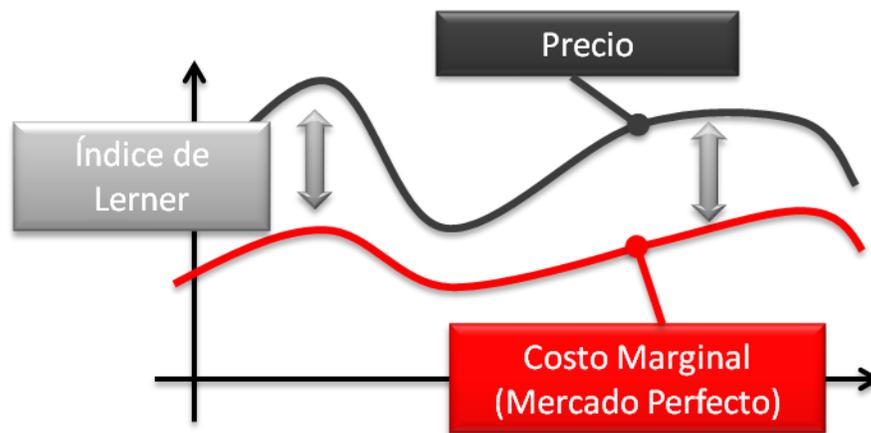


Figura 10 Costo Marginal vs Precio Mercado (Fuente: Elaboración propia)

Desde el punto de vista más formal dicha relación se expresa en la ecuación ( 1 ) como el resultado entre la diferencia del Precio del Mercado y el Costo Marginal dividido el Precio del Mercado.

$$L = \frac{P - CM}{P} \quad ( 1 )$$

donde:

P: Precio del Mercado

CM: Costo Marginal

##### 4.1 INTRODUCCIÓN AL ÍNDICE DE LERNER

Lerner en 1940 estableció una forma de determinar en qué medida el monopolista puede imponer en el mercado un precio superior al que se fija en un mercado de

competencia perfecta, como resultado de un análisis de comportamiento en el mercado.

Es así como, el índice de Lerner describe la capacidad de control sobre un mercado que puede llegar a tener una empresa. Se basa en la hipótesis de que mientras más control tenga la empresa del mercado, mayor será el precio de su producto en comparación con el precio del mismo producto por parte de sus competidores, dentro de un mercado en competencia perfecta.

El objetivo que se plantea es encontrar el punto en el cual la relación precio – cantidad vendida llega a maximizar la ganancia de la empresa

El índice de Lerner suministra información a un externo a la empresa de como ella puede ejercer poder de mercado, entendiéndose este como colocación del precio, por ejemplo, por efecto de la gestión de las cantidades. Es decir, una empresa puede ejercer poder en el mercado, si sus acciones pueden modificar el precio del mercado.

En resumen a partir de la teoría de los mercados oligopólicos, y considerando que el mercado tiene un comportamiento estratégico de cantidades tipo Cournot y que se acerca a un modelo de Stakelberg donde hay unos participantes estratégicos y otros seguidores, la diferencia entre el costo marginal del mercado y el precio está relacionado con el grado de concentración del mercado y la elasticidad de la demanda.

Teniendo en cuenta que en un mercado hidro-térmico como el colombiano, las decisiones estratégicas en el largo plazo están dadas con las decisiones de generación de las empresas que poseen recursos hidráulicos, especulando con el valor del agua, mientras que los generadores térmicos, son esencialmente seguidores. La concentración del mercado se encuentra relacionada directamente con la capacidad de generación hidráulica y la generación de energía hidráulica efectiva durante el período, habiendo una mayor concentración cuando la generación hidráulica durante un período es menor en relación con la cantidad de energía embalsada.

#### 4.2 DESARROLLO DEL MODELO

Para la estimación del precio mediante el minimice de lerner inicialmente es necesario determinar los Costos Marginales de largo plazo, de la siguiente manera.

$$C_{total} = \text{Min} \sum_{j=1}^N C_j * G_j \quad \text{s. a.} \quad D \geq \sum_{j=1}^N C_j * G_j \quad (2)$$

donde, el Costo marginal corresponde a la planta de generación más costosa

$$CM = \max(C_j) \quad \forall j \text{ que } G_j > 0 \quad (3)$$

Si se estima el índice de Lerner se podría obtener los precios futuros del mercado, a partir de los costos marginales futuros. Los Costos Marginales futuros se pueden obtener mediante un modelo de minimización de costos que simule el comportamiento del sistema a futuro a partir de las características técnicas y costos de producción de las plantas.

$$P = \left( \frac{1}{1-L} \right) C \quad (4)$$

El Índice de Lerner se deduce en términos de la elasticidad de precio demanda y de la concentración del mercado a partir de considerar un mercado oligopólico bajo competencia tipo Cournot en función de las cantidades. La función de optimización que define la maximización del beneficio de una empresa en el mercado tipo Cournot es la siguiente:

$$\text{Max } U_i = P(Q) * Q_i - C_i * Q_i \quad (5)$$

U<sub>i</sub>: Beneficio de la empresa i – función de producción

P(Q): Precio correspondiente a la cantidad Q del mercado (Q= demanda del mercado), es decir el precio del mercado.

C<sub>i</sub>: Costo de producción de la empresa i

Q<sub>i</sub>: Cantidad producida por la empresa i

La producción óptima se da matemáticamente con la derivada de la función de producción obteniendo el beneficio óptimo

$$\frac{\partial U_i}{\partial Q} = P(Q) + Q_i * \frac{\partial P}{\partial Q} - C_i = 0 \quad (6)$$

$$P(Q) + Q_i * \frac{\partial P}{\partial Q} = C_i \quad (7)$$

$$P(Q) \left[ 1 + \frac{Q_i}{P(Q)} * \frac{\partial P}{\partial Q} \right] = C_i \quad (8)$$

Si la participación de la empresa i en el mercado se define así:

$$S_i = \frac{Q_i}{Q} \quad (9)$$

Y definiendo la elasticidad de la siguiente forma:

$$\varepsilon = \frac{Q}{P(Q)} * \frac{\partial P}{\partial Q} \quad (10)$$

$$P(Q) \left[ 1 + \frac{S_i}{\varepsilon} \right] = C_i \quad (11)$$

De la ecuación del Índice de Lerner de la elasticidad se tiene

$$L_i = \frac{S_i}{\varepsilon} \quad (12)$$

$L_i$ : Índice de Lerner para la empresa i

Se puede extrapolar al mercado de la siguiente forma

$$L = \sum_{i=1}^n S_i * L_i \quad (13)$$

Luego

$$L = \sum_{i=1}^n S_i * \frac{S_i}{\varepsilon} = \sum_{i=1}^n \frac{S_i^2}{\varepsilon} \quad (14)$$

Donde

$$HHI = \sum s_i^2 = \frac{1}{n_{eq}} \quad (15)$$

$$L = \frac{HHI}{\varepsilon} = \frac{1}{\varepsilon * n_{eq}} \quad (16)$$

Con base en lo anterior se puede definir una fórmula para obtener el precio del mercado

$$P = \left( \frac{1}{1 - \frac{HHI}{\varepsilon}} \right) C \quad (17)$$

El objetivo del proyecto es por tanto a partir de una simulación de largo plazo del Costo Marginal del sistema y de la estimación de la concentración y de la elasticidad, proyectar los precios del mercado de energía en Colombia. En la Figura 11 se presenta una gráfica donde se muestran los diferentes equilibrios de mercado (Monopolio, Duopolio y Competencia perfecta) en función de la elasticidad de la demanda en una competencia tipo Cournot.

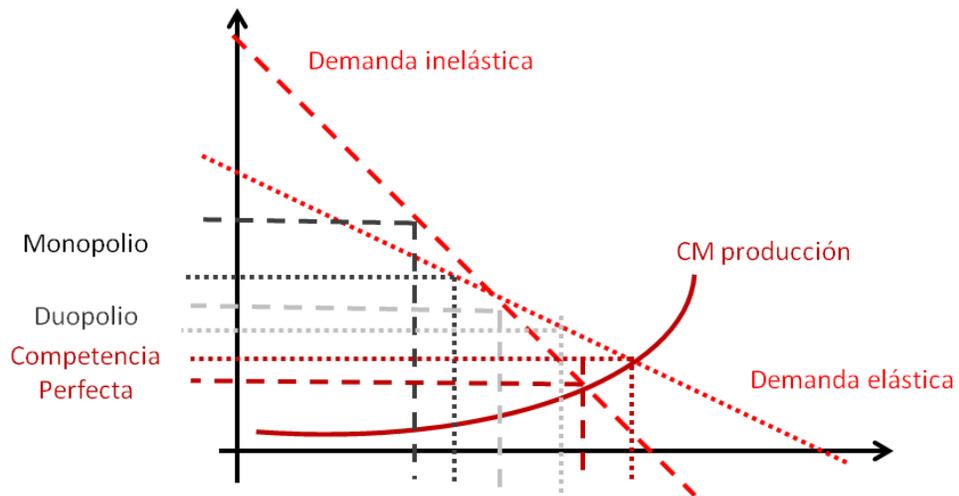


Figura 11 Diferentes equilibrios de competencia tipo Cournot (Fuente: Elaboración propia)

En conclusión metodología que se propone para la estimación de los precios de largo plazo es la que se presenta a continuación en la Figura 12, cumpliendo el Objetivo 1 planteado en la investigación.

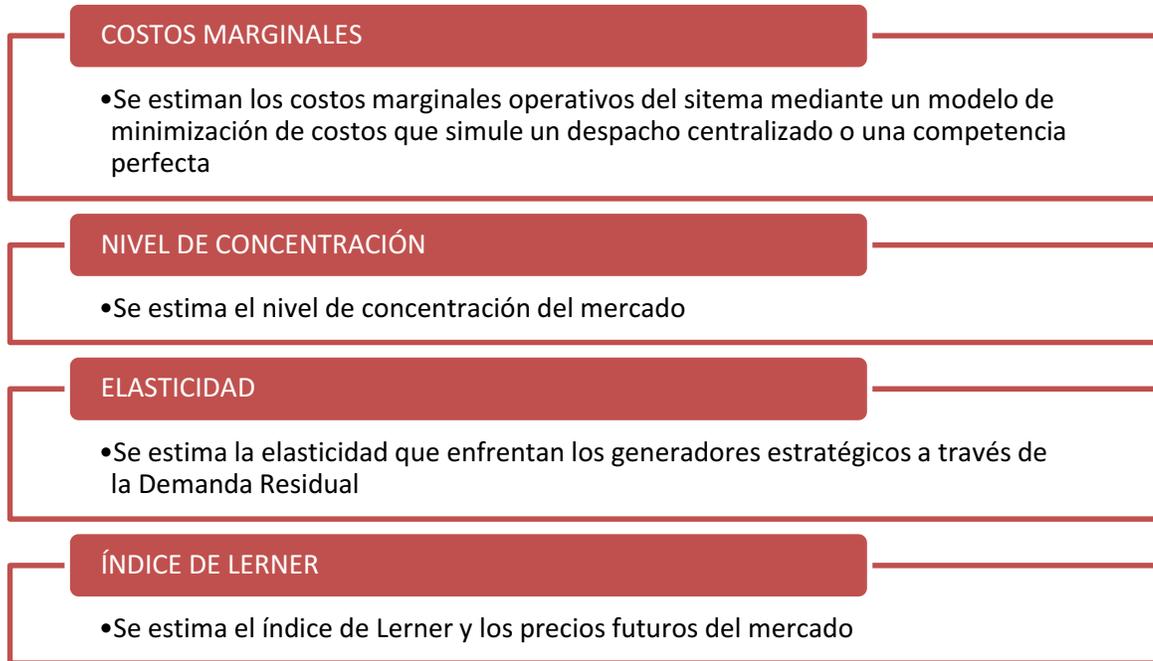


Figura 12 Metodología (Fuente: Elaboración propia)

#### 4.2.1 MODELO DE MÍNIMO COSTO

Los modelos de mínimo costo son modelos que buscan realizar la operación óptima del sistema a partir de considerar los costos variables de generación de las diferentes plantas y las diferentes restricciones asociadas a dicha operación.

Los modelos de mínimos costo se utilizan para la operación en sistemas en los cuales hay un único dueño de los recursos, es decir, en los modelos tradicionales bajo los que el sector eléctrico es propiedad del estado, siendo su objetivo una operación donde se minimicen los costos.

$$C_{total} = \text{Min} \sum_{j=1}^N C_j * G_j \quad \text{s. a.} \quad D \geq \sum_{j=1}^N G_j \quad (18)$$

Cuando se realiza la aproximación de que el mercado eléctrico se comporta como un mercado perfecto, es decir, donde el proceso competitivo lleva a la maximización

del beneficio global, se utilizan métodos de minimización de costos con el fin de simular el equilibrio que se obtendría por la competencia. Es necesario aclarar que debido a las características y particularidades de los mercados eléctricos estos no se comportan como mercados perfectos, y por ende, los precios de mercado diferentes a los que se obtienen teóricamente mediante un modelo de minimización de costos, siendo esta diferencia un aspecto importante en el presente trabajo.

También los modelos de mínimo costo se utilizan para la programación del despacho, en cuyo caso el modelo utiliza como entrada las ofertas de precio y la función de minimización se encuentra sujeto a las restricciones técnicas, siendo el despacho una operación óptima a partir del funcionamiento del mercado.

#### 4.2.2 MODELOS HIDROTÉRMICOS

Los sistemas hidrotérmicos son sistemas eléctricos, como el colombiano, en los cuales se presenta un mix de generación entre recursos térmicos y recursos hidráulicos con capacidad de almacenamiento. En los sistemas predominantemente térmicos, donde la disponibilidad de combustible es permanente (sin considerar limitaciones en el suministro), la solución de optimización no es un problema acoplado en el tiempo en términos energéticos.

Para el caso de los modelos que incluyen recursos hidráulicos con embalse se debe tener en cuenta sobre las decisiones de generación de estas plantas en función a las expectativas de los aportes futuros y el volumen del embalse. En estos modelos el problema de optimización de la operación del sistema

El objetivo del despacho hidrotérmico es determinar la secuencia de descargas de las plantas hidroeléctricas, que minimice el valor esperado del costo operativo total, dado por el costo de combustible, más las penalizaciones por racionamiento, a lo largo del período de estudio, o de planificación. Satisfaciendo diversas restricciones.

El operador de un sistema hidrotérmico, teniendo en cuenta la minimización de costos de la función objetivo, debe equilibrar el costo que se obtiene por el uso inmediato del agua de los embalses, con el costo futuro que resultará del almacenamiento de la misma. Si hay más turbinamiento en el periodo, los costos inmediatos disminuyen, y aumenta el valor esperado de los costos futuros. Este problema se grafica en la Figura 13.

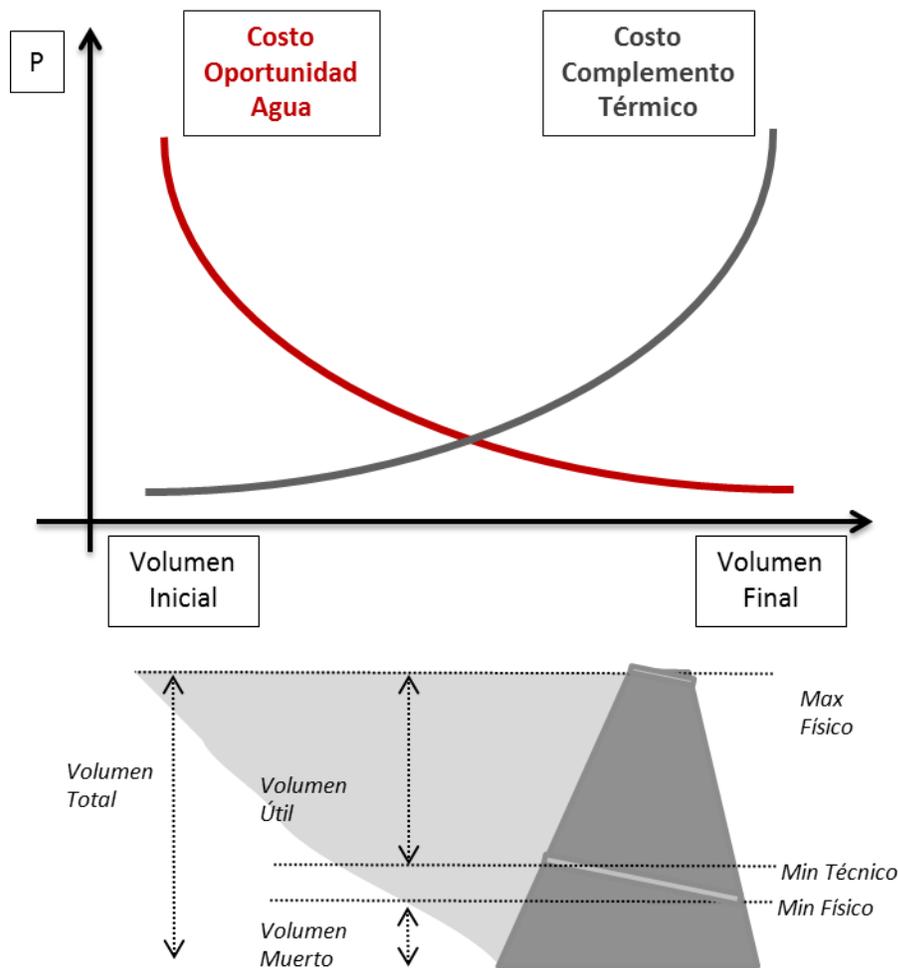


Figura 13 Costo de oportunidad del agua (fuente: Elaboración propia)

El Costo de oportunidad del agua depende del estado del embalse, o del embalse agregado para todo el sistema, donde sí se encuentra lleno cerca del vertimiento, el costo de oportunidad tiende a ser cero, debido a que si no se genera se puede perder el recurso.

Por el contrario, si el embalse se encuentra vacío, el riesgo de vertimiento es mínimo, y por ende, hay más oportunidad de almacenar el recurso para esperar mejores precios. Al haber una menor disponibilidad de recurso hidráulico la demanda de energía debe ser atendida despachando generación térmica cada vez más costosa.

A partir de esto se plantea el problema de minimización de costos, acoplado en el tiempo donde se busca la operación más óptima del sistema (de mínimo costo), en

la cual se aprovechan los recursos hidráulicos de manera que se requiera, en lo mínimo despachar generación térmica más costosa.

$$C_{total} = \text{Min} \sum_{j=1}^{NT} C_{tj} * G_{tj} + \sum_{i=1}^{NH} C_{hi} * G_{hi} \quad \text{s. a. } D \geq \sum_{j=1}^{NT} G_{tj} + \sum_{i=1}^{NH} G_{hi} \quad (19)$$

Para un modelo estocástico donde se tiene incertidumbre al riesgo hidrológico la función de optimización para un periodo es en función de una Función de Costo Futuro que dependerá del nivel del embalse final de la operación del periodo y que representa el costo que implica gastar el recurso en el periodo o guardarlo para la operación futura.

$$C_{total_1} = \text{Min} \sum_{j=1}^{NT} C_{1tj} * G_{1tj} + \sum_{i=1}^{NH} C_{1gi} * G_{1gi} + FCF(Vf_1) \\ \text{s. a. } D_1 \geq \sum_{j=1}^{NT} G_{1tj} + \sum_{i=1}^{NH} G_{1hi} \quad (20)$$

#### 4.2.3 DEMANDA Y DEMANDA RESIDUAL

La demanda de energía corresponde a la variable que define la restricción principal de los modelos energéticos, al condicionar el uso de los recursos al abastecimiento de la demanda. Una de las características de los sistemas eléctricos es la necesidad de tener un balance constante entre la generación y el consumo que hacen que se requiera tener una igualdad, para cada periodo de las cantidades generadas frente a las demandadas.

$$\text{s. a. } D_m \geq \sum_{j=1}^N C_{jm} * G_{jm} \quad \forall t \quad (21)$$

La demanda de energía tiene un comportamiento muy inelástico frente al precio, siendo para el caso del despacho en Colombia definida mediante un valor totalmente fijo.

A la demanda de energía que se considera para efecto de modelación se le realiza un ajuste con el fin de obtener la demanda de energía que debe ser atendida mediante los recursos que tienen capacidad de tomar decisiones de generación en cada periodo.

Un bosquejo de la demanda residual se define *grosso modo*, en los siguientes pasos:

- Se obtiene la generación estimada de los recursos que provienen de recursos renovables o filo de agua, los cuales no tienen ninguna capacidad de gestionar su generación en el tiempo, sino que su generación depende de la disponibilidad del recurso de la fuente de generación (agua, viento, sol) en cada instante.

$$G_{ERt} = \sum_i G_{ERTi} \quad (22)$$

- Se obtiene la función de oferta agregada de las empresas generadoras tomadoras de precio, que para el caso colombiano se asimila a las empresas de generación térmica, las cuales se encuentran condicionadas por los precios de referencia de reconciliación negativa que se les reconocen cuando generan fuera de mérito. Sumando la cantidad que ofrece cada generadora térmica de precio, para cada nivel de precio:

$$G_{tj}(P) = \sum_i G_{tji}(P) \quad (23)$$

- La demanda residual se obtiene restando, para cada nivel de precio,  $p$ , la demanda total original, descontando la generación de las plantas de energía renovable, menos la oferta agregada de las firmas tomadoras de precio. La curva de demanda residual es entonces:

$$D_r(p) = D_T - G_{ERt} - G_{tj}(P) \quad (24)$$

La demanda total descontando la generación esperada para las plantas de energía renovable (filo de agua) corresponde a la demanda de energía que debe ser atendida por las plantas térmicas e hidráulicas que tienen capacidad de decisión acerca de las cantidades a generar (Figura 14).

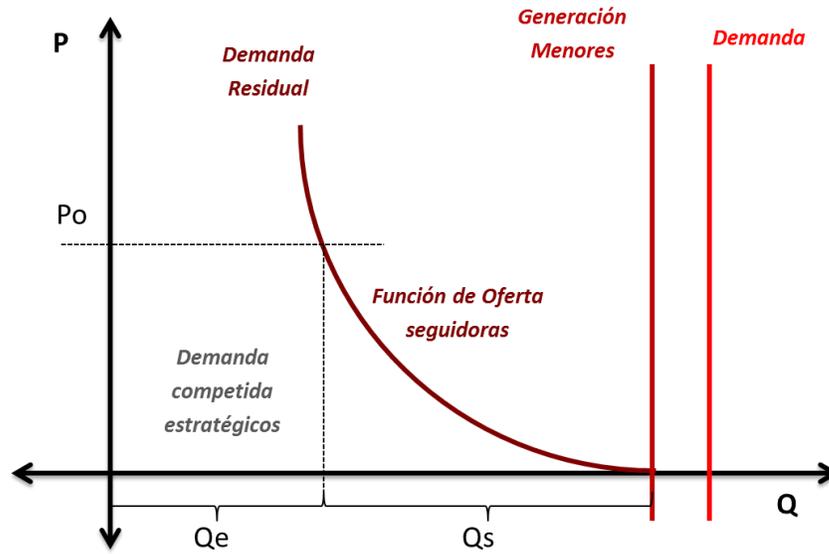


Figura 14 Demanda Residual (fuente: Elaboración propia)

Luego  $D_t$  es el escenario de demanda determinístico definido previamente, para el sistema de potencia total, lo que en el mercado colombiano correspondería a un escenario de la UPME y  $D_r(P)$  es la demanda residual, para un nivel de precios que debe ser atendida por los agentes estratégicos.

Un punto que es importante aclarar es que bajo este modelo se está realizando la suposición de que las plantas de generación térmica son todos tomadores de precio, en el largo plazo, esto significa que en primer lugar que de manera autónoma tienen capacidad de especulación, y en segundo lugar que tampoco tienen capacidad de ser utilizadas por agentes estratégicos que tienen un mix de tecnologías de generación. En la práctica, se ha demostrado que en el corto plazo las plantas térmicas tienen una capacidad de especulación en el mercado, tal y como se analiza en (SSPD-CSMEM, 2014).

#### 4.2.4 PLANTAS TÉRMICAS

Los costos de las plantas térmicas dependen fundamentalmente del costo del combustible, el cual usualmente se modela mediante una función de costos incrementales, o mediante escalones, dependiendo de la potencia y el esquema de operación de la planta (Figura 15).

$$C_{VT} = a + b * G_T + c * G_T^2 \quad (25)$$

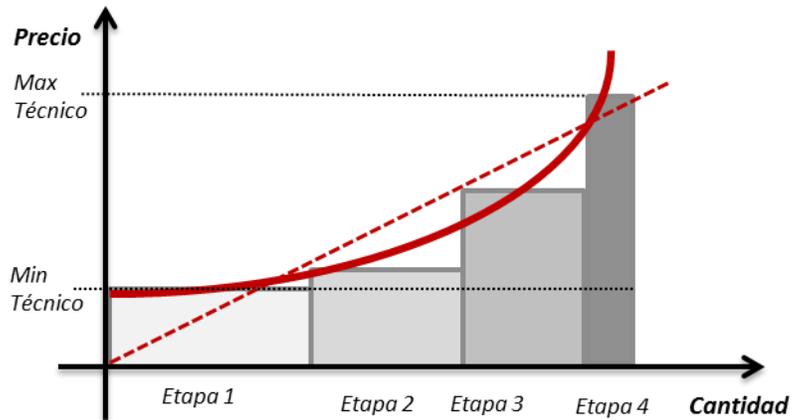


Figura 15 Costos de una planta térmica (fuente: Elaboración propia)

En Colombia los precios de referencia para reconciliar positivamente a las plantas térmicas que salen despachadas fuera de merito corresponde a la sumatoria de los siguientes costos.

$$C_{Ti} = CST_i + CTC_i + CAOM_i + OCV_i + \frac{CAP_i}{G_{op}} \quad ( 26 )$$

donde:

CST: Costo de Suministro de Combustible

CTC: Costo de Transporte de Combustible

CAOM: Costos Variables de Administración Operación y Mantenimiento reconocidos por la regulación

OCV: Otros Costos Variables que incluyen el CERE, FAZNI, Ley 99 y AGC

CAP: Costos de Arranque y Parada variabilizados por la duración de la operación

Debido a que se está realizando un análisis en el largo plazo, la componente de los Costos de Arranque y parada, los cuales son un costo fijo que tiene sentido analizar en la operación diaria o de corto plazo.

#### 4.2.5 PLANTAS HIDROELÉCTRICAS

La operación de la planta de generación se representa a través de las siguientes ecuaciones de balance del recurso hídrico, en la cual se enlaza el volumen final de

la operación, con el volumen inicial, los aportes de los caudales, los caudales turbinados y los vertimientos:

$$Vol_{final} = Vol_{inicial} + Aener - G_t - Vert \quad ( 27 )$$

donde:

Vol<sub>final</sub>: Volumen final del embalse

Vol<sub>inicial</sub>: Volumen inicial del embalse

Aener: Sumatoria de los aportes energéticos

G<sub>t</sub>: Generación de la planta

Vert: Vertimientos

A su vez el volumen final de la operación durante un periodo es el volumen inicial de la operación del periodo siguiente. En la Figura 16 se presenta un esquemático mediante el que se representa las variables de balance hídrico de una planta de generación de este recurso.

La ecuación de balance se construye de manera que se mantenga la coherencia en las dimensiones, presentada en términos del recurso hidráulico en volúmenes y caudales, o en términos energéticos realizando las respectivas conversiones utilizando el factor de conversión de m<sup>3</sup> a MW, propio de la planta.

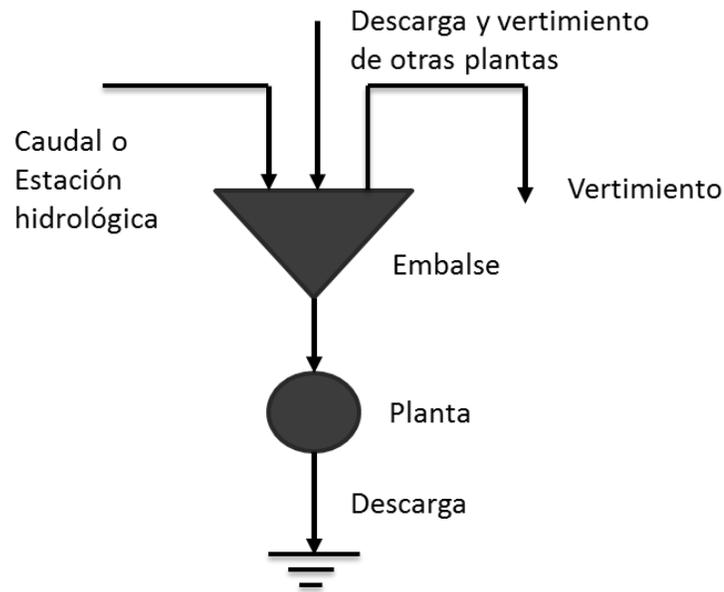


Figura 16 Planta hidroeléctrica con embalse (fuente: Elaboración propia)

La ecuación de Balance se encuentra restringida a las capacidades máximas y mínimas de almacenamiento del embalse, y de generación de la planta.

En los modelos hidrotémicos el valor del agua se induce como el costo de oportunidad a través de los costos de la generación térmica evitada. Ésto debido a que el costo del combustible agua es prácticamente gratis (con excepción de los costos asociados con tasa de uso de agua, transferencias y otros cargos operativos) y los costos variables de operación de las plantas hidráulicas, que corresponden a los costos variables de AOM, que son despreciables frente a los costos variables de las plantas térmicas.

$$C_{Hi} = CAOM_i \approx 0 \quad ( 28 )$$

Por otro lado, al inducir el costo de oportunidad de las plantas hidráulicas a partir de los costos de las plantas térmicas evitadas, estos valores superan ampliamente los costos variables de las hidráulicas antes mencionadas.

#### 4.3 CONCENTRACIÓN

En este acápite se realizará una revisión y cálculo del nivel de concentración del mercado colombiano y se estimará su valor futuro en términos del modelo de competencia planteado, el cual es uno de los valores requeridos, junto a la elasticidad, para la estimación del índice de Lerner. La concentración mide la forma como se reparte un mercado entre las diferentes empresas.

La forma como se ha medido tradicionalmente la competencia en los mercados es mediante los indicadores típicos de competencia aplicados a la capacidad instalada, la producción o la participación en las ventas. Para el caso de los mercados de electricidad eso se ha traducido en determinar el grado de concentración en función de la sumatoria de la capacidad de potencia instalada, la capacidad efectiva neta (teniendo en cuenta aspectos como disponibilidad o factor de planta) o en función a la energía generada.

#### 4.3.1 LÍMITES EN LA PARTICIPACIÓN

El establecer límites de participación y de concentración en las actividades competitivas es un mecanismo muy utilizado en los mercados para garantizar un funcionamiento competitivo e impedir que uno o varios de los participantes adquieran un tamaño que les permita abusar de su posición dominante, generando unos beneficios excesivos para dichos participantes, en desmedro de los usuarios.

En las actividades competitivas de la energía eléctrica, donde por las características propias del bien y del mercado, como son los altos costos de inversión, alta sensibilidad social, imposibilidad de almacenamiento, alta volatilidad, entre otros, se presentan comúnmente oligopolios que pueden afectar directamente las tarifas del servicio público. Estas características hacen necesario contar con entidades especializadas en regular, vigilar y controlar la competencia en el mercado, siendo la limitación en la concentración y participación uno de los mecanismos más efectivos impuestos por el regulador para garantizar el funcionamiento del mercado, dichas restricciones han sido comunes en los países donde se ha liberalizado el sector eléctrico.

Las Resoluciones CREG 020 (CREG, 1996) y 128 de 1996 (CREG, 1996) impusieron cuotas de participación en el mercado de las empresas de energía: las empresas generadoras no podían tener más del 25% de la capacidad nominal de generación; las empresas distribuidoras y comercializadoras no podían atender más allá del 25% del total del mercado; las empresas generadoras, distribuidoras o comercializadoras, o las empresas verticalmente integradas que se dedican a estos negocios, no pueden tener una participación accionaria superior al 15% en una empresa de transmisión; y las empresas generadoras y distribuidoras no pueden tener más del 25% de las acciones de una empresa dedicada a una actividad diferente a la que ejerce. Finalmente, las resoluciones CREG 020 y 128 de 1996 permitieron la integración vertical parcial entre los negocios de generación-comercialización y distribución-comercialización, quedando como negocios excluyentes los de generación-transmisión, generación-distribución, transmisión-distribución y transmisión-comercialización.

Mediante la Resolución CREG 001 de 2006 (CREG, 2006) se eliminaron los límites de participación en la actividad de distribución, que antes era del 25%, teniendo en cuenta que se mantiene el límite en la actividad de comercialización.

Finalmente, mediante la Resolución CREG 060 de 2007 (CREG, 2007), se realizó una modificación con el fin de regular la participación de los agentes en el mercado con un mejor criterio, calculando la participación de los agentes en el mercado respecto a la ENFICC o energía firme declarada para efectos del cargo por confiabilidad, y no por la potencia instalada. De manera similar el índice HHI (índice Herfindahl Hirshman) es calculado teniendo en cuenta la participación de cada agente en la ENFICC total.

En esta misma resolución se estipula que cuando un generador posea una participación superior al 30% y el HHI sea superior a 1800, deberá implementar un esquema de subasta de energía de acuerdo a lo que estipule el regulador en resolución aparte. Adicionalmente, si el generador posee una participación entre el 25% y el 30%, con HHI superior a 1800, será vigilado de manera especial por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

El límite establecido en caso de fusiones, integraciones y adquisiciones es del 25% de la participación en la actividad.

A nivel internacional los indicadores de concentración más utilizados para la definición de la concentración en un mercado y de manera específica para los mercados de energía (London Economics, 2007) (London Economics, 2012) y utilizados en libros de organización industrial (Tirole, 1994).

De acuerdo con el Departamento de Justicia de los Estados Unidos (Department of Justice, 2010), los valores de HHI para considerar el grado de concentración del mercado son los que se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4 Clasificación del mercado por nivel de concentración. (Fuente: Elaboración propia adaptado de DOJ)

<b>Clasificación</b>	<b>HHI</b>
Mercados No Concentrados	<1500
Mercados moderadamente concentrados	1500-2500
Mercados altamente concentrados	>2500

Es importante anotar que la nueva guía definida por el Departamento de Justicia en el 2010, aumenta significativamente los límites de concentración que se tenían en

la guía anterior (Department of Justice, 1992), pasando estos de 1000 a 1500 para un mercado no concentrado y de 1800 a 2500 para uno moderadamente concentrado (Garza, 2010). De esta guía anterior es de donde sale el valor de 1800 de referente para la actual regulación colombiana.

Para la medición de la concentración se utilizarán los dos índices más tradicionales, el *concentration ratio*-CR y el índice Herfindahl Hirshman. El índice Herfindahl Hirshman que ya se había presentado en ( 15 ) , y el cual se utiliza en el modelo, se calcula como la sumatoria de los porcentajes de participación del mercado al cuadrado. El *concentration ratio* o relación de concentración para n empresas corresponde simplemente a la sumatoria de las participaciones de las empresas más grandes del mercado.

$$HHI = \sum_{i=1}^N \left[ \frac{S_i}{S_t} * 100\% \right]^2 = \sum_{i=1}^n s_i^2 \quad (29)$$

$$CR(n) = \sum_{i=1}^n \frac{S_i}{S_t} * 100\% = \sum_{i=1}^n s_i \quad \text{con } s_1 > s_2 > \dots > s_n \quad (30)$$

donde:

HHI: índice Herfindahl Hirshman

CR(n): Relación de Concentración para n empresas

Si: Participación de la empresa i en el mercado

#### 4.3.2 CONCENTRACIÓN TOTAL DEL MERCADO

Primero se revisa la concentración en función de la capacidad de generación total, incluyendo todas las plantas. La participación por capacidad de generación (Figura 17) muestra tres empresas con un porcentaje de participación de alrededor del 20%, seguidas por tres empresas con porcentajes del 7%.

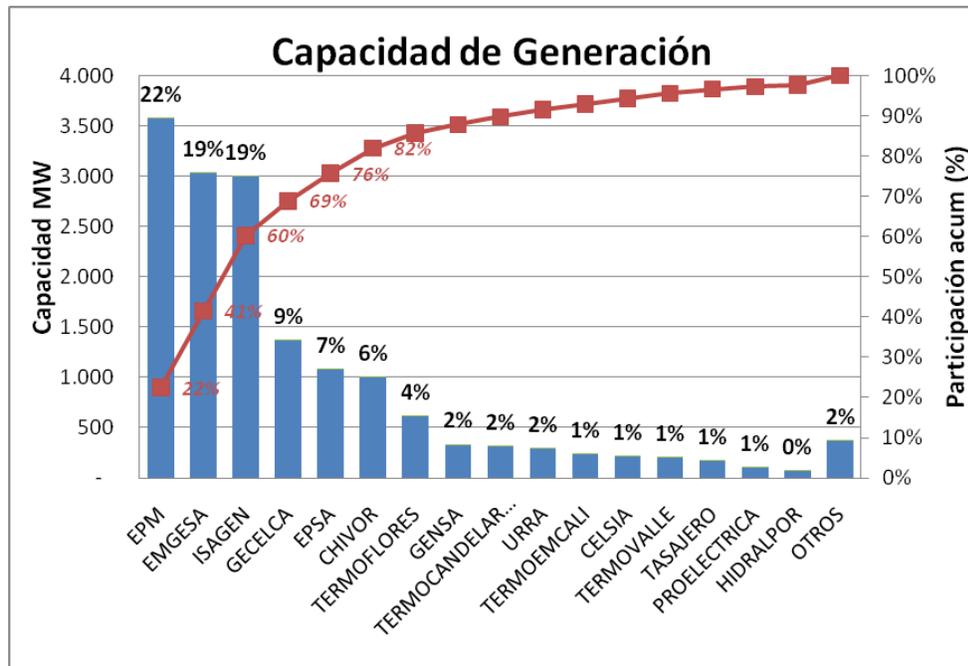


Figura 17 Capacidad de Generación por Potencia Instalada (fuente: Elaboración propia Adaptado de XM)

Las medidas de concentración presentadas en la **Tabla 5** muestran que las primeras 4 empresas tienen cerca del 70%, y un HHI de 1412, que de acuerdo con los estándares, muestran un grado de concentración inferior al 1800 e inclusive a 1500.

Tabla 5 Indicadores de Concentración por Capacidad de Generación. (Fuente: Elaboración propia)

MEDIDAS DE CONCENTRACIÓN			
CR1	CR2	CR3	CR4
22%	41%	60%	69%
HHI	1,412		

Otra forma de medir la concentración de un mercado es mediante la participación en las ventas que en el caso del mercado de electricidad puede ser medido en términos de la energía generada (**Figura 18**). Bajo esta medición se tienen unas participaciones similares a las que se tienen con potencia instalada.

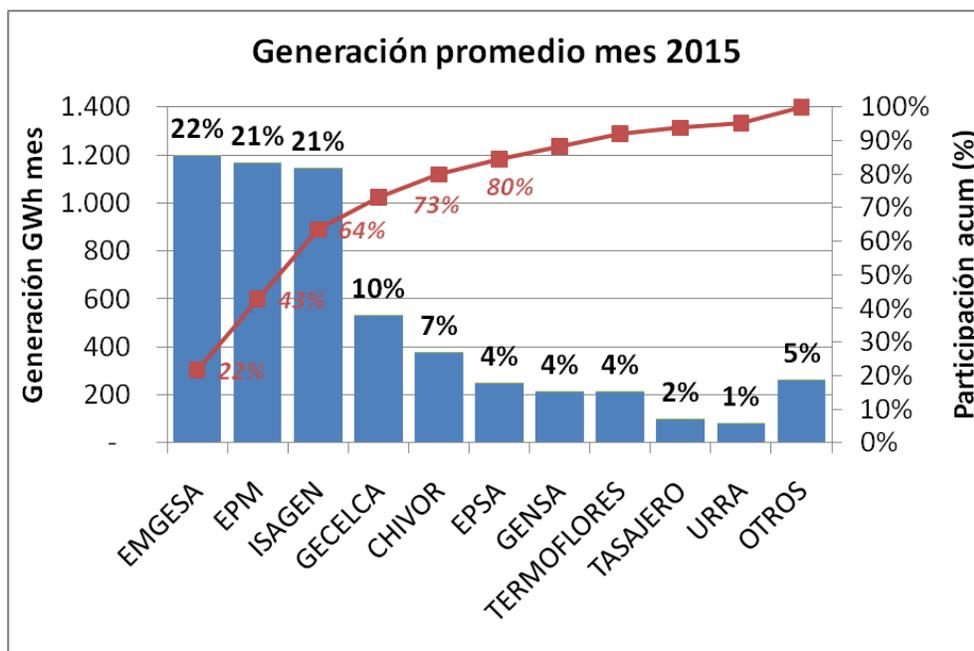


Figura 18 Capacidad de Generación por Generación promedio mensual (fuente: Elaboración propia Adaptado de XM)

Realizando la medición de la concentración por generación (Tabla 6) se presenta un ligero incremento en las medidas de concentración sin superar los límites definidos.

Tabla 6 Indicadores de Concentración por Generación. (Fuente: Elaboración propia)

MEDIDAS DE CONCENTRACIÓN			
C1	C2	C3	C4
22%	43%	64%	73%
HHI	1,542		

De esta primer análisis vale la pena destacar que al considerar en los sistemas hidrotérmicos la participación en función de la potencia instalada frente a la generación, no se tiene en cuenta la potencia instalada de las plantas térmicas que sirven de respaldo al sistema en caso de situaciones críticas, que pertenecen a agentes individuales y que su generación promedio o despachabilidad anual es muy baja en condiciones normales.

#### 4.3.3 CONCENTRACIÓN EN EL MERCADO COMPETITIVO

Si se realiza una primera depuración a la forma como se mide la concentración del mercado, considerando únicamente las plantas que participan en el despacho

central, sin considerar las plantas menores. Las plantas menores no despachadas centralmente, son plantas de generación que por sus características de salir despachadas en la base, no tener capacidad de regulación y ser tomadoras del precio, no tienen ninguna capacidad de tomar decisiones estratégicas. Por lo tanto, su comportamiento se asemeja más a una reducción de la demanda del mercado que a agentes efectivamente compitiendo por el mercado.

Con esta depuración se presentan participaciones similares a las que se presentan cuando se considera el total de las plantas como se presentan en la Figura 17 y la Figura 18.

Tabla 7 Indicadores de Concentración por Generación mercado. (Fuente: Elaboración propia)

<b>MEDIDAS DE CONCENTRACIÓN</b>			
<b>CR1</b>	<b>CR2</b>	<b>CR3</b>	<b>CR4</b>
23%	44%	65%	76%
<b>HHI</b>	1,638		

Con éste primer ajuste se observa que la participación de las cuatro primeras empresas aumenta al igual que el HHI, alcanzando ya un valor de más de 1600 (Tabla 7).

#### 4.3.4 CONCENTRACIÓN DE LA COMPETENCIA EN EL LARGO PLAZO

Teniendo en cuenta el planteamiento que se realizó del modelo de la competencia en el largo plazo, por parte de los agentes estratégicos, se da en términos de las plantas que tienen la capacidad de especulación con el recurso hidráulico.

En este contexto sólo se tienen en cuenta como agentes estratégicos aquellos que poseen plantas de generación hidráulica con capacidad de embalsar, y por lo tanto, no se tienen en cuenta los agentes que únicamente poseen plantas filo de agua.

En Términos de generación hidráulica la participación es de EMGESA con un 29% seguido de EPM con un 27,5% e ISAGEN con un 25.9%, a estos le siguen CHIVOR con un 10%, EPSA-CELSIA con un 5.3% y finalmente URRRA con un 2,1% (Figura 25). Es importante notar que en esta modelación que se realiza de la competencia los agentes estratégicos se ven reducidos a 6, frente a la gran cantidad de agentes que se consideraban al principio.

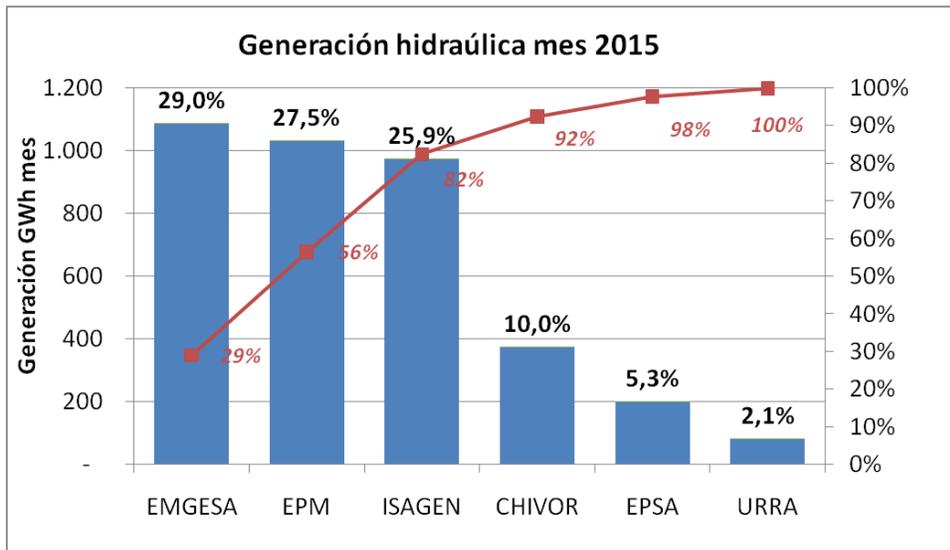


Figura 19 Generación hidráulica promedio mensual plantas estratégicas (fuente: Elaboración propia Adaptado de XM)

Se observa como la concentración ya es de un valor mucho más alto de alrededor de un HHI de 2400, o visto de otra manera, de una competencia de cuatro empresas.

Tabla 8 Indicadores de Concentración por Generación hidráulica promedio mensual plantas estratégicas. (Fuente: Elaboración propia)

MEDIDAS DE CONCENTRACIÓN			
CR1	CR2	CR3	CR4
29%	56%	82%	92%
HHI	2,401		

Este nivel de concentración es muy superior al obtenido mediante los esquemas de medición tradicional de los mercados, y casi equivaldría a un mercado altamente concentrado de acuerdo con los estándares internacionales, y por ende, un mercado con un precio de mercado superior que el que se tendría si se subestima el nivel de concentración.

La conclusión principal es que la concentración del mercado de largo plazo en Colombia, caracterizado como una competencia tipo cournot-stakelberg, considerando los agentes estratégicos alcanza unos niveles muy superiores a los que tradicionalmente se ha caracterizado la concentración del mercado colombiano.

Con este análisis se da cumplimiento al Objetivo 2 del proyecto de investigación al identificar el grado de concentración del mercado Colombiano, al realizar un análisis

más detallado de la competencia real del mercado y al considerar un modelo de competencia donde los verdaderos jugadores estratégicos son unos pocos agentes.

#### 4.3.5 CONCENTRACIÓN EN FUNCIÓN DE LA ENFICC

La forma como la CREG reguló los límites de participación en el mercado mediante Resolución CREG 060 de 2007, fue tomando como referencia la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad ENFICC, la cual corresponde a la energía que es capaz de aportar una planta de generación, durante un año, bajo condiciones de criticidad de aportes del recurso (definido como con el criterio del 95 por ciento de ser superado).

La medición de la ENFICC, aunque es una definición neutral por tecnología, tiende a favorecer a los recursos térmicos los cuales pueden mantener la capacidad de generación, mientras garanticen el suministro del combustible, frente a los recursos renovables, como el hídrico, que se ven sujetos a la variabilidad climática y a periodos de escases del recurso.

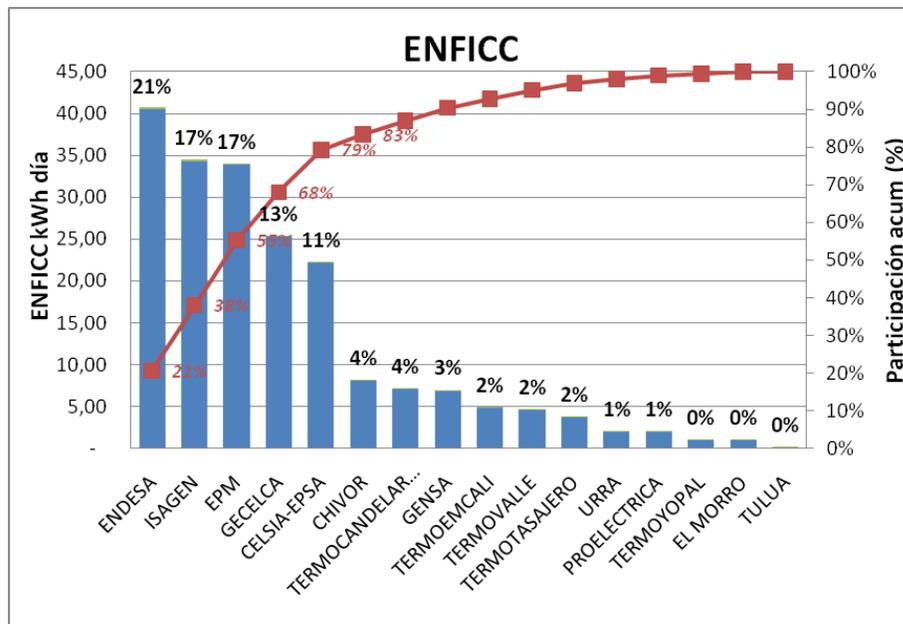


Figura 20 Participación por ENFICC 2015 (fuente: Elaboración propia Adaptado de XM)

En la Figura 20 se presenta la participación de los diferentes agentes en función de su ENFICC, observando cómo se mantiene la participación de los principales agentes gracias a su mix de plantas de generación hidráulica y térmica. Por otro lado se observa un mayor crecimiento porcentual de las empresas que tienen generación esencialmente térmica como GECELCA, GENSA, TERMOCANDELARIA Y TERMOTASAJERO, mientras que las que son hidráulicas

como CHIVOR y URRRA ven disminuida su participación, a pesar de tener una mayor capacidad de especular.

La medición de la concentración con el HHI muestra unos resultados mucho menos concentrados que los que se observan con las otras formas de medición, subestimando aún más el grado de concentración del mercado (Tabla 9), más allá de lo inadecuado, desde el punto de vista teórico, de dicho indicador.

Tabla 9 Indicadores de Concentración por ENFICC. (Fuente: Elaboración propia)

MEDIDAS DE CONCENTRACIÓN			
HHI	1,372		
CR1	CR2	CR3	CR4
20.6%	38.0%	55.2%	68.0%

Sólo si se realiza un ejercicio de medición de la concentración a partir de la ENFICC para las plantas de generación hidráulicas de los generadores estratégicos se puede dimensionar un grado de concentración similar e inclusive mayor (2500) al que se estimó a partir de otras variables (Figura 21 y Tabla 10).

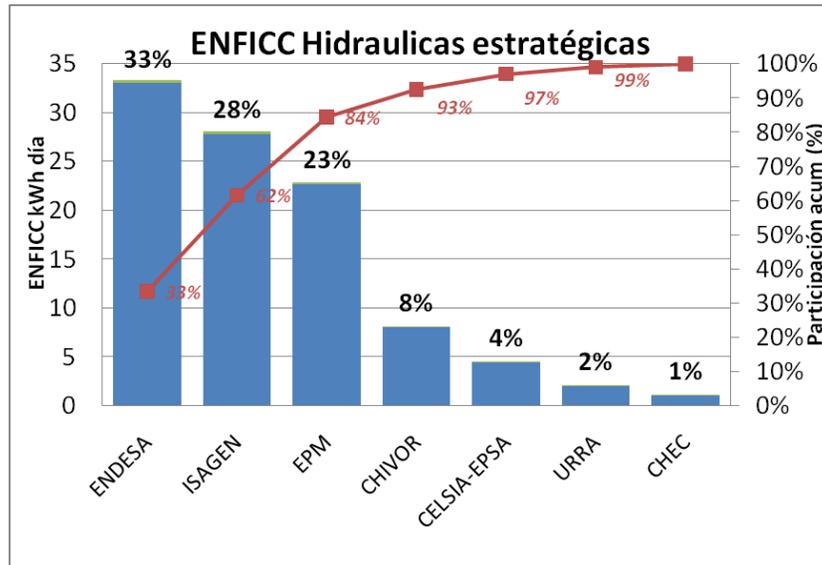


Figura 21 Participación por ENFICC de hidráulicas estratégicas 2015 (fuente: Elaboración propia Adaptado de XM)

Tabla 10 Indicadores de Concentración por ENFICC de hidráulicas estratégicas. (Fuente: Elaboración propia)

MEDIDAS DE CONCENTRACIÓN			
--------------------------	--	--	--

<b>HHI</b>	2,521		
<b>CR1</b>	<b>CR2</b>	<b>CR3</b>	<b>CR4</b>
33.4%	61.5%	84.4%	92.5%

#### 4.4 ELASTICIDAD

En este numeral se realiza una revisión y cálculo del nivel de la elasticidad precio contra demanda del mercado colombiano y se estima su valor futuro en términos del modelo de competencia planteado. La elasticidad mide la forma como se relacionan dos variables, interdependientes, en función de la variación porcentual, específicamente para el caso el precio y la demanda.

Como bien, la electricidad es inelástica debido a que es un bien esencial para el desarrollo, bienestar, y confort del ser humano; a la falta de información en cuanto al precio en el momento de su consumo; a la falta de sustitutos una vez que se cuenta con el servicio y a que en algunos casos a los subsidios que no permiten tener una dimensión directa del costo. En general su comportamiento es cercano a un bien público cuyo racionamiento tiene un impacto social muy importante.

Tradicionalmente la medida de elasticidad para efectos de caracterización del mercado está asociada a la elasticidad con la que responde la demanda a las variaciones de precio.

Dentro de la caracterización del modelo de competencia que se conceptualizó en el numeral 4.2, en el largo plazo y mediante una competencia tipo Cournot-Stakelber donde se cuenta con unos agentes hidráulicos estratégicos y unos agentes seguidores caracterizados por la curva de costos de las plantas térmicas, la elasticidad precio-demanda se estima a partir de la curva inversa de demanda que se conforma por la demanda de energía restada de la función de costos de las seguidoras.

Por lo tanto, en éste modelo de competencia, los agentes estratégicos enfrentan una elasticidad dada por la curva de costos de las plantas térmicas, en otras palabras la respuesta de la demanda frente al precio se da por la entrada, a los sucesivos niveles de precios, de plantas de generación térmica, que disminuyen la demanda a ser atendida por los estratégicos. Para los costos de generación de las plantas térmicas, se utilizan los precios regulados que se les reconocen cuando son llamadas a generar por seguridad, correspondiente al Precio de referencia para la Reconciliación positiva, tal y como se muestra en 4.2.4

Tabla 11 Datos Plantas térmicas. (Fuente: Elaboración propia Adaptado de (XM S.A. E.S.P., 2015))

	Planta	USD/MWh	Energía mes GWh
1	TERMO YOPAL2	25	17
2	PAIPA 4	34	101
3	TASAJERO 1	37	101
4	PAIPA 3	37	41
5	TASAJERO 2	39	81
6	PAIPA 1	40	15
7	ZIPAEMG5	44	36
8	TERMOZURIA	45	18
9	TC_GECELCA32	47	144
10	ZIPAEMG4	48	29
11	PAIPA 2	49	38
12	ZIPAEMG3	52	30
13	TC_GECELCA3	53	94
14	TERMO SIERRA	58	252
15	TERMO VALLE 2	60	113
16	EMCALI	60	164
17	ZIPAEMG2	61	13
18	CC_FLORES4	62	280
19	TERMO CENTRO	64	177
20	TEBSAB	65	531
21	FLORES 1	66	98
22	PROELECTRIC2	72	27
23	PROELECTRIC1	72	28
24	MERILECTRICA	81	107
25	TERMO DORADA1	83	37
26	CANDELARIA1	90	109
27	CANDELARIA2	90	107
28	PALENQUE 3	117	-
29	TERMO NORTE	152	51
30	TDOREJA1	335	33

A partir de estos datos, se construye una curva de costos acumulada para las plantas térmicas que equivale a la función de costos de las agentes seguidores. La curva de costos se construye mes a mes dependiendo de los cambios en los costos de los combustibles y de la entrada y salida de plantas de generación. En la Figura 17 se presenta un ejemplo de la curva de las plantas térmicas para un mes en específico. Es importante advertir que la curva de costos de las plantas térmicas se calcula teniendo en cuenta el combustible principal de la planta y sin tener en cuenta restricciones de suministro del combustible y los costos de los combustibles alternos.

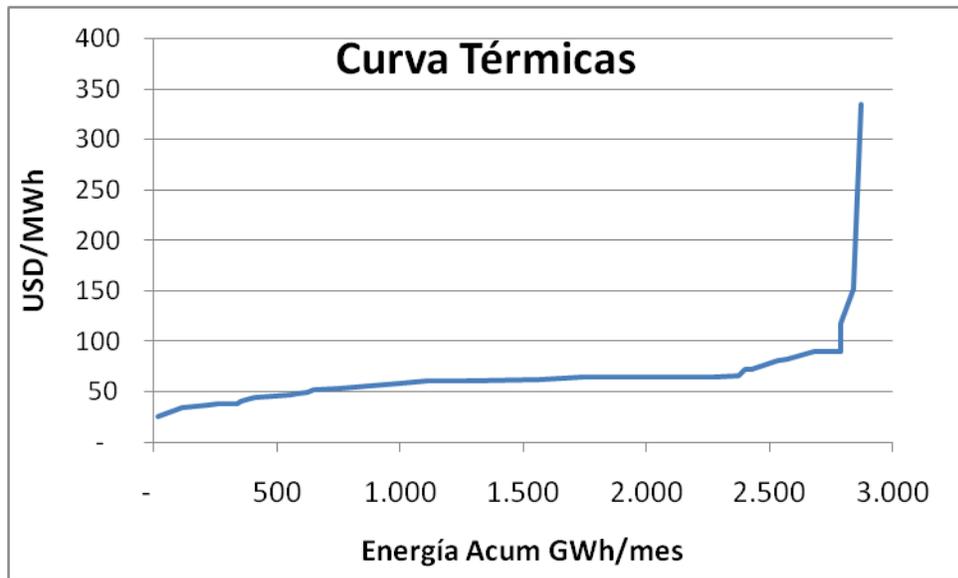


Figura 22 Curva de Costos Plantas térmicas (Combustible principal) (fuente: Elaboración propia adaptado de XM)

Se plantea la siguiente ecuación para obtener la elasticidad, dado que la ecuación está planteada en términos de logaritmos, el resultado de los coeficientes corresponden a una elasticidad.

$$\ln(D_T - G_{ERt} - G_{tj}) = \alpha * \ln(\text{CostoTérmico}) + \beta \quad (31)$$

Los resultados de la regresión obtenidos son los siguientes (Tabla 12):

Tabla 12 Resultados Elasticidad. (Fuente: Elaboración propia)

	<b>Alfa</b>	<b>Beta</b>
<b>Coefficiente</b>	(0.568)	10.049
<b>Error estándar Coeficiente</b>	0.042	0.336
<b>Probabilidad</b>	1.59E-27	8.93E-16
<b>Superior 95%</b>	(0.48)	10.73
<b>Inferior 95%</b>	(0.65)	9.37
<b>El coeficiente de determinación</b>	0.829	
<b>El error estándar para el cálculo y</b>	0.138	
<b>La estadística F</b>	179.724	

	Alfa	Beta
<b>Grados de libertad</b>	37.000	
<b>Valor crítico de F</b>	8.93E-16	
<b>La suma de regresión de los cuadrados</b>	3.42	
<b>La suma residual de los cuadrados</b>	0.70	

Del resultado se obtiene una elasticidad precio-oferta de -0.568 estimada a partir de la curva inversa de demanda, y utilizada como elasticidad de la demanda residual, aunque este valor sea superior a los valores que se han estimado de elasticidad de demanda, siendo necesario tener en cuenta que en este cálculo se está incorporando la respuesta de la función de costos de los generadores que no son estratégicos.

Con respecto a estudios que sobre el tema se han realizado esta el realizado por la UPME en la Proyección de Demanda de energía (UPME, 2015) se estima en -0.24 a partir de la información del mercado. En el estudio de Borradores de Economía del Banco de la República (Medina & Morales, 2007) realizado a partir de los resultados de la encuesta de calidad de vida, muestran una elasticidad de -0.45. En la tesis de maestría de (Gutierrez, 2011) se encontró una elasticidad de corto plazo de -0.067 y de largo plazo de -0.11. En el artículo de (Espinosa, Vaca, & Ávila, 2013) se estiman las elasticidades de largo plazo en -0.47 y de largo plazo en -0.9. En el estudio de (Ramírez & Londoño, 2008) se encuentran para diferentes estratos entre -0.11 y -1.05

Bajo la consideración tradicional que se ha utilizado para la caracterización de la demanda y su elasticidad, la respuesta de la demanda frente al precio es muy inelástica. Este hecho siempre se ha visto poco aplicable por dos aspectos, el primero es que la forma como es reflejada la elasticidad de la demanda dentro del despacho y el mercado en Colombia es totalmente inelástico, con un único valor de demanda, proyectada para la programación del despacho real para el despacho económico (Resoluciones CREG 024 de 1995 (CREG, 1995), CREG 025 de 1995 (CREG, 1995), y CREG 051 de 2009 (CREG, 2009)); el segundo es que dadas las características del mercado la demanda no tiene la capacidad e información para reaccionar frente a los precios actuales.

Al caracterizar la demanda residual, incorporando las curvas de costos de los generadores que son tomadores de precios, se puede estimar una elasticidad para

dicha demanda residual, la que no dependerá sólo de la respuesta de los consumidores, sino de la entrada de los tomadores de precios (elasticidad precio-oferta). Esta elasticidad es la que se ven enfrentados los generadores estratégicos que tienen la capacidad de gestionar las expectativas del recurso hídrico.

De igual forma se puede realizar una estimación de la elasticidad, mes a mes, teniendo en cuenta la variación de la demanda y la entrada de plantas de generación térmica.

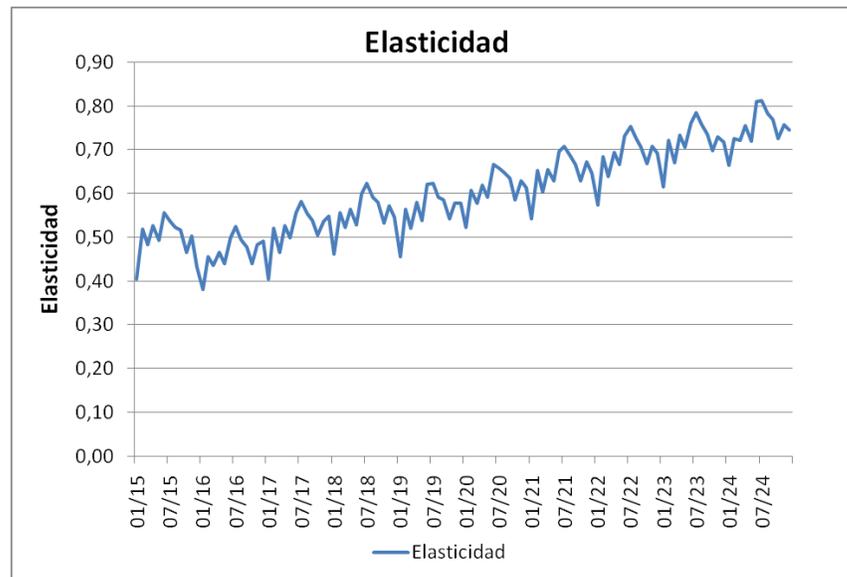


Figura 23 Elasticidad (fuente: Elaboración propia)

Con este análisis de la elasticidad que perciben los agentes estratégicos, bajo el modelo de competencia planteado, se cumple la otra componente del Objetivo 2 que se planteó en la investigación.

## 5 RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados de la estimación de los precios de largo plazo, mediante la utilización del índice de Lerner.

### 5.1 RESULTADOS MODELO ELASTICIDAD CONSTANTE

Inicialmente, se presentan los resultados relevantes del modelo de mínimo costo comenzado por la proyección de la generación de las plantas hidráulica de los generadores estratégicos (Figura 24).

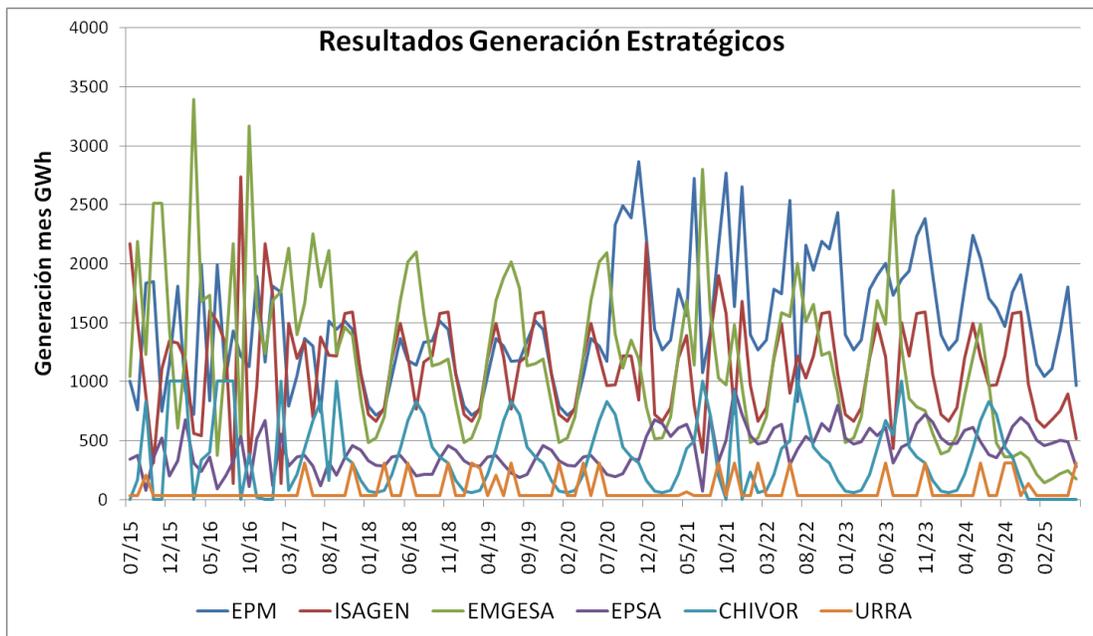


Figura 24 Generación Plantas Agentes estratégicos (fuente: Elaboración propia)

La participación futura de la generación hidráulica de los generadores estratégicos es en promedio del 35% para EPM, seguido por EMGESA e ISAGEN con un poco más del 20%. La variación porcentual de la participación, y por ende, de la concentración del mercado varía mes a mes, conforme varía los aportes de generación y la entrada y salida de plantas (Figura 25).

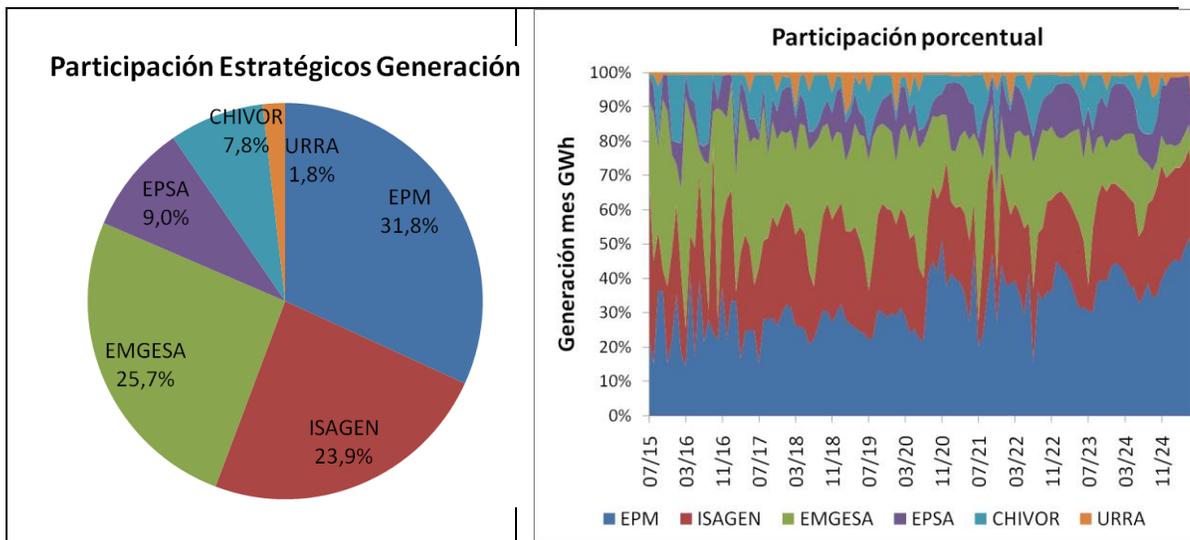


Figura 25 Participación porcentual de los generadores estratégicos (fuente: Elaboración propia)

En cuanto a la concentración en términos del HHI, se observa en la Figura 26 como al principio la concentración es muy alta producto de los bajos niveles de los embalses, luego se ubica alrededor de los 2500, para luego aumentar en aproximadamente 100 puntos con la entrada de la planta Pescadero Ituango.

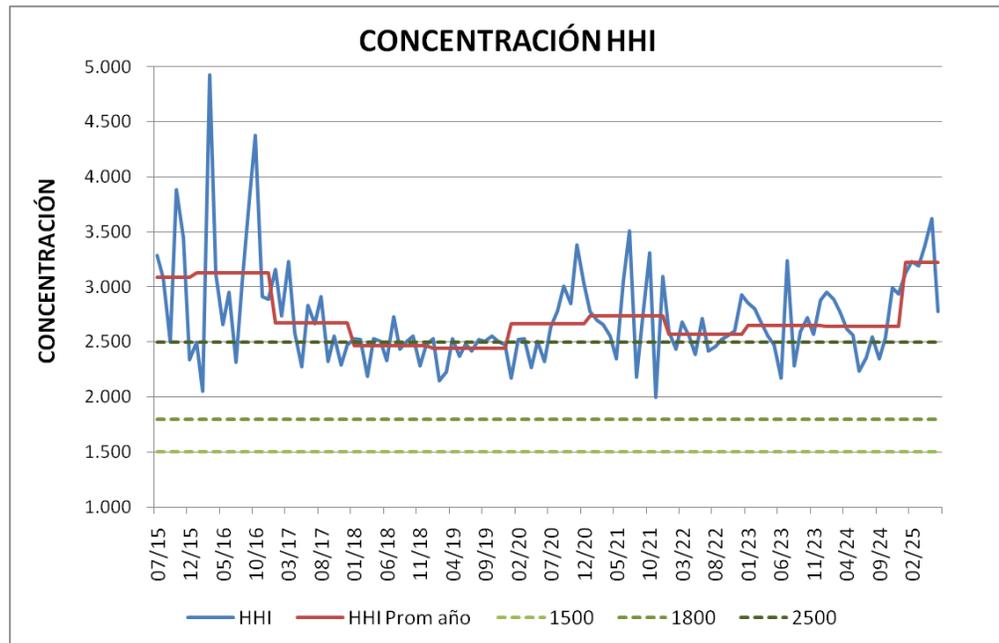


Figura 26 Concentración HHI (fuente: Elaboración propia)

A partir de los resultados de participación de la generación de los agentes y de considerar la elasticidad estimada anteriormente se estima el índice de Lerner. La concentración, en términos del HHI se encuentra alrededor de los 3000, dando como resultado un índice de Lerner de cercano a 2 (Figura 27), con excepción del primer año donde el multiplicador alcanza valores muy altos.

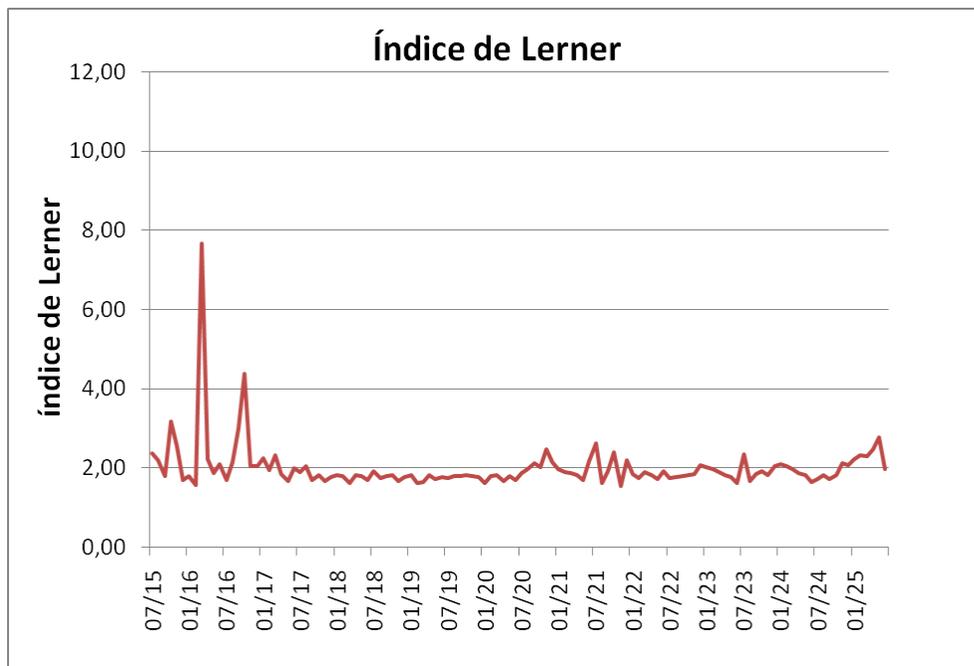


Figura 27 Índice de Lerner (fuente: Elaboración propia)

Finalmente, en la Figura 28 se presenta una gráfica con los resultados de los precios obtenidos con el índice de Lerner y su comparación con el Costo Marginal.

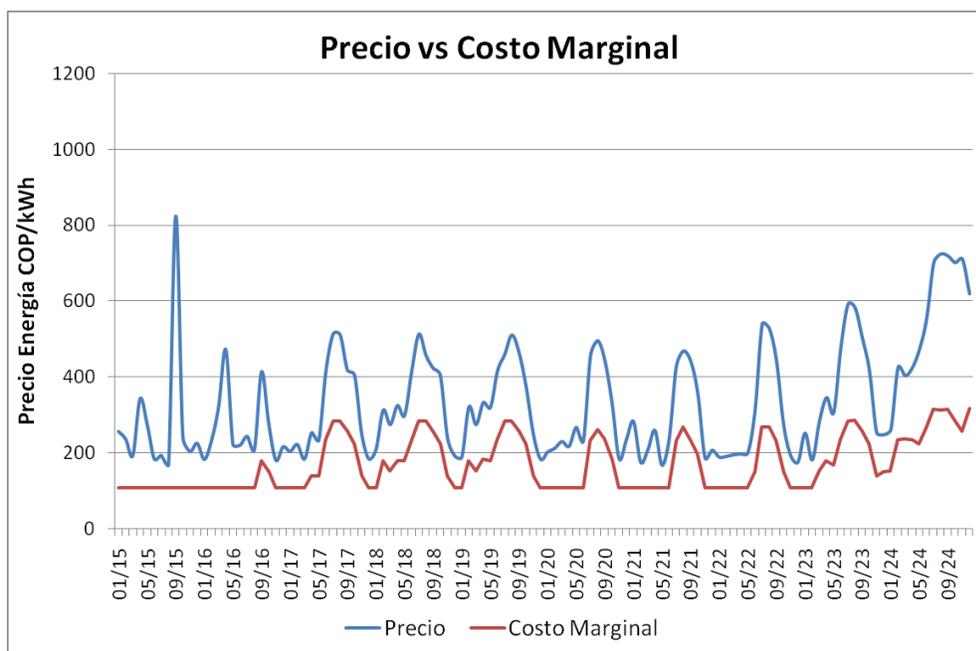


Figura 28 Precio vs Costo Marginal (fuente: Elaboración propia)

En la Tabla 13 se presentan los resultados estadísticos del Costo Marginal y del Precio, mostrando como el primero se ubica alrededor de los 180 COP/kWh y el segundo en los 355 COP/kWh

Tabla 13 Estadísticas Precios estimados con elasticidad constante (Fuente: Elaboración propia)

<b>COP/kWh</b>	<b>Costo Marginal</b>	<b>Precio Elasticidad Cte</b>
<b>Promedio</b>	169.0	332.8
<b>Máximo</b>	315.8	825.0
<b>Mínimo</b>	107.5	165.9
<b>Q1</b>	107.5	210.4
<b>Mediana</b>	138.7	274.2
<b>Q3</b>	234.3	426.0

Con la estimación del impacto de la entrada de una gran planta como Pescadero y la estimación del índice de Lerner como factor multiplicador del Costo Marginal para obtener el precio del mercado se cumplen el Objetivo 4 y el Objetivo 3 propuestos en la investigación.

## 5.2 RESULTADOS MODELO ELASTICIDAD VARIABLE

Utilizando el cálculo de la elasticidad variable en el tiempo, se calcula el precio con el fin de tener una mejor estimación del mismo. Para el cálculo se utiliza los mismos resultados de concentración presentados en el ejercicio anterior (Figura 26) y la elasticidad variable estimada en el capítulo respectivo (Figura 23). Los nuevos resultados del índice de Lerner (Figura 29) muestran el efecto del aumento de la demanda en el índice presentando una disminución de éste al final del ejercicio, por efecto del aumento de la elasticidad.

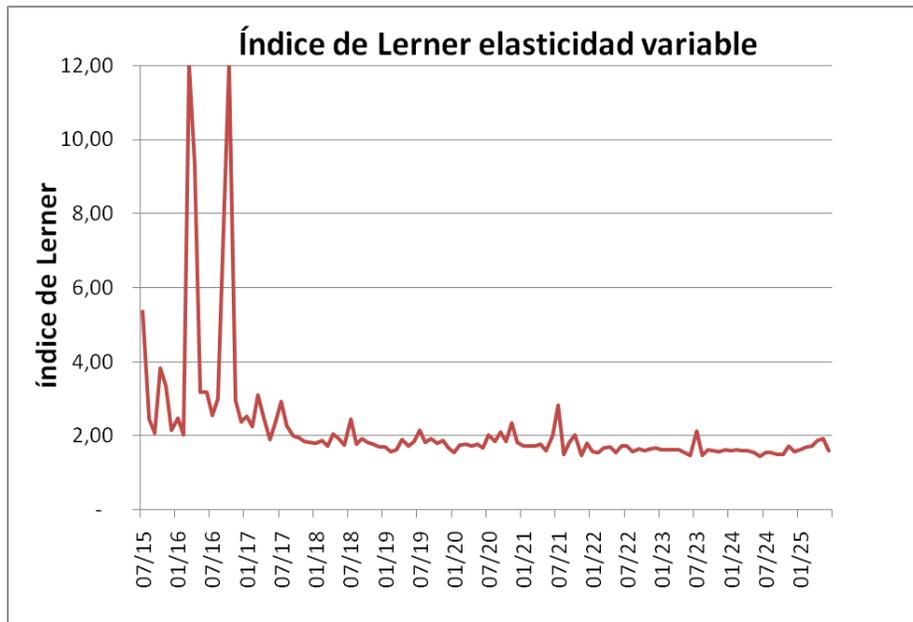


Figura 29 Índice de Lerner con elasticidad variable (fuente: Elaboración propia)

La comparación entre los Precios, los estimados con la elasticidad constante y variable, así como con el Costo Marginal se presentan en la Figura 30.

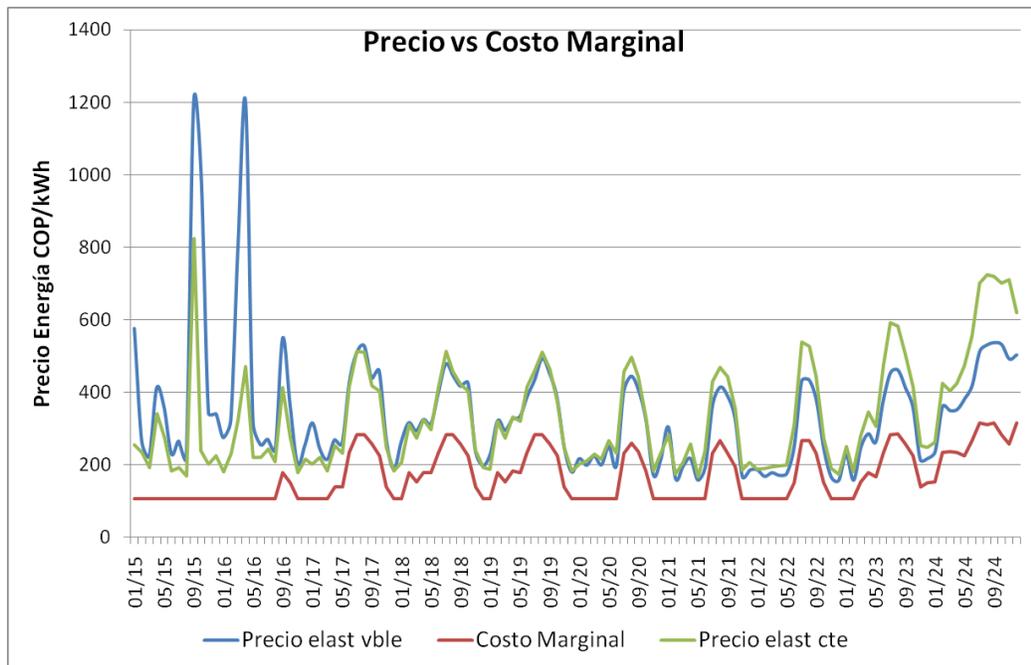


Figura 30 Precio vs Costo Marginal elasticidad variable (fuente: Elaboración propia)

Los resultados estadísticos del Costo Marginal y del Precio con elasticidad variable se presentan en la Tabla 14, mostrando resultados para el segundo muy similares a los obtenidos con la elasticidad constante.

Tabla 14 Estadísticas Precios estimados con elasticidad constante (Fuente: Elaboración propia)

COP/kWh	Costo Marginal	Precio Elasticidad Cte
<b>Promedio</b>	169.0	341.3
<b>Máximo</b>	315.8	1,200.0
<b>Mínimo</b>	107.5	156.6
<b>Q1</b>	107.5	223.9
<b>Mediana</b>	138.7	315.7
<b>Q3</b>	234.3	414.7

### 5.3 RESULTADOS MODELO CON VARIABILIDAD HIDROLÓGICA

Por último se realizaron simulaciones considerando la variabilidad hidrológica de manera estocástica obteniendo los siguientes resultados en cuanto a Concentración (Figura 31), índice de Lerner (Figura 32) y finalmente Precio (Figura 33).

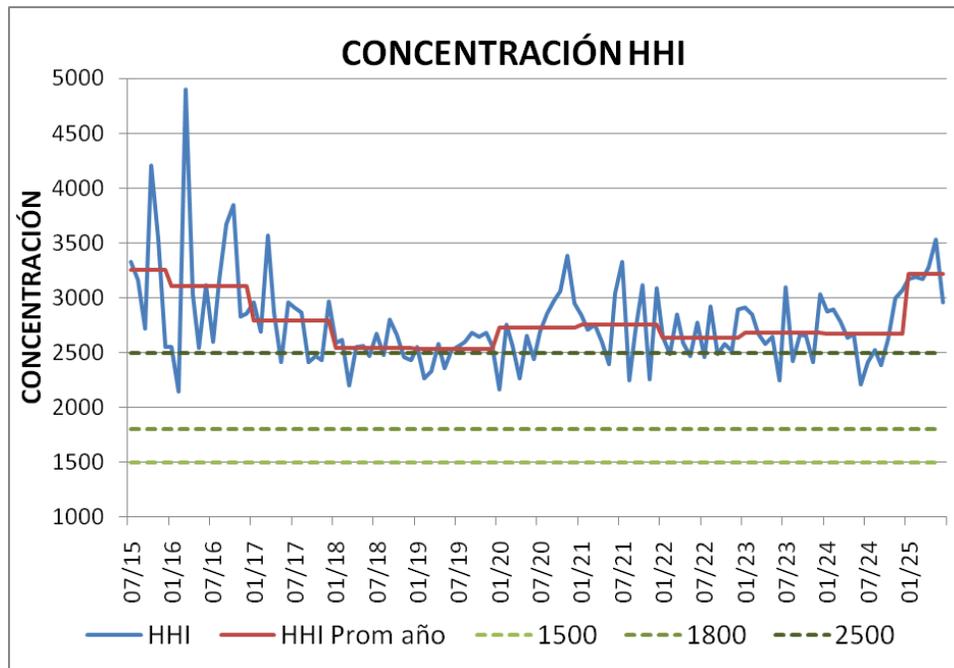


Figura 31 Concentración con variabilidad hidrológica (fuente: Elaboración propia)

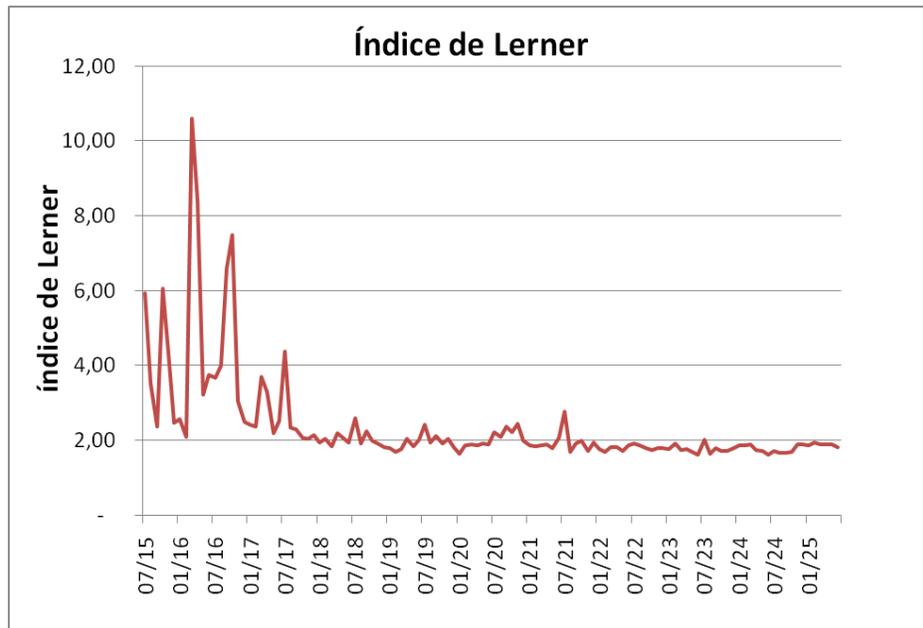


Figura 32 Índice de Lerner con variabilidad hidrológica (fuente: Elaboración propia)

Los resultados presentados en la Figura 33 corresponden a los valores medios de las diferentes simulaciones realizadas, mientras que en la Figura 34 se presentan los mismos mostrando la distribución de los valores, máximos, mínimos, promedios, y los cuartiles 1, 2, y 3.

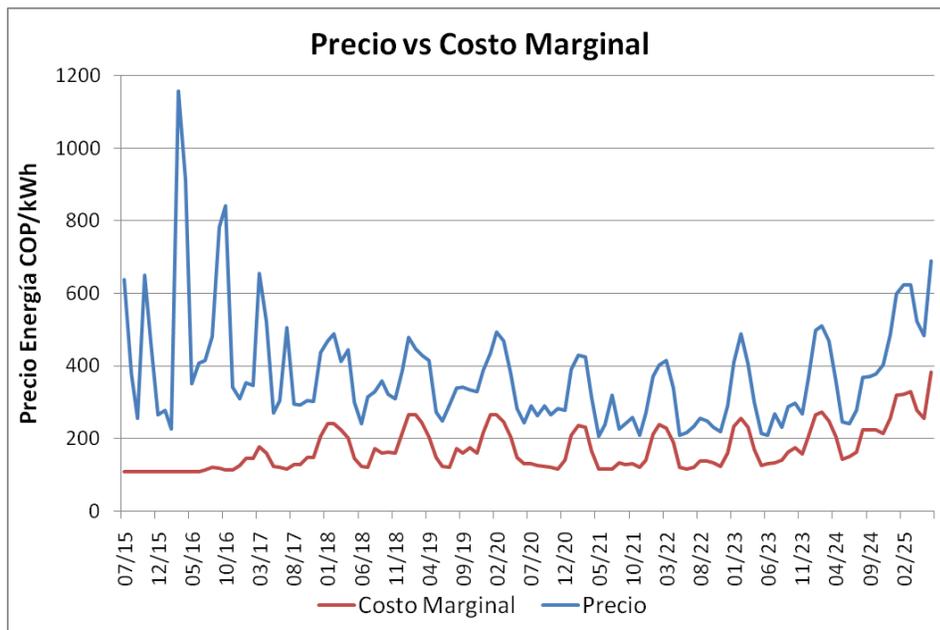


Figura 33 Precio vs Costo Marginal con variabilidad (fuente: Elaboración propia)

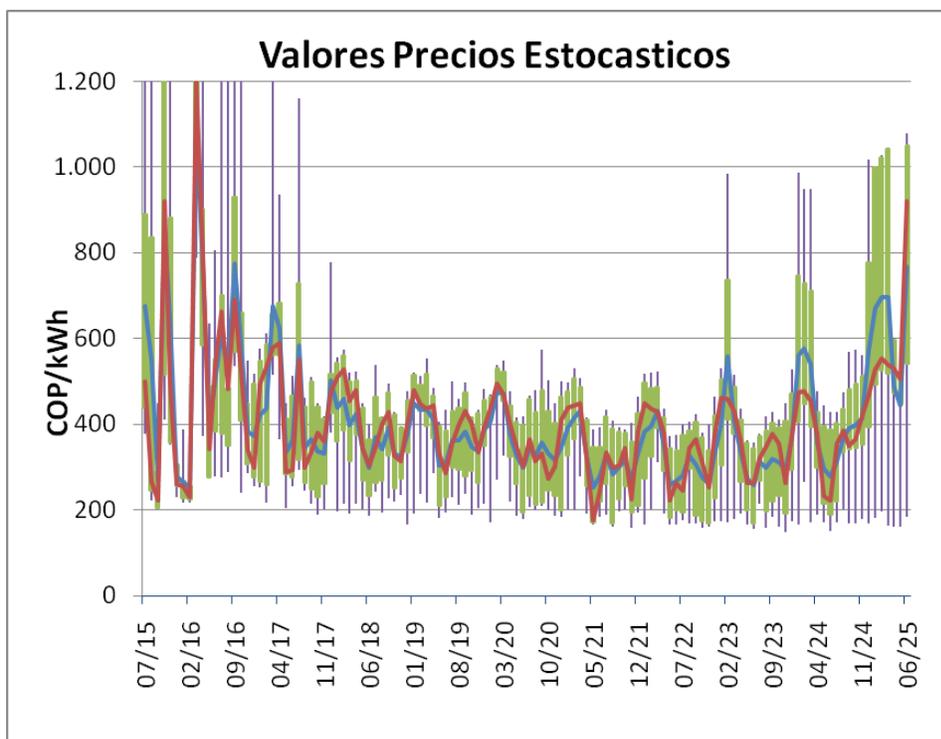


Figura 34 Precio con variabilidad (Máximo, mínimo, Q1, Q2, Q3) (fuente: Elaboración propia)

En general los resultados presentados, que corresponden a valores promedios, son consistentes con los resultados antes obtenidos. Los resultados de las estadísticas de los valores obtenidos se presentan en la Tabla 14.

Tabla 15 Estadísticas Precios estimados con variabilidad (Fuente: Elaboración propia)

COP/kWh	Costo Marginal Variabilidad	Precio Variabilidad
<b>Promedio</b>	171.0	377.0
<b>Máximo</b>	382.8	1,158.7
<b>Mínimo</b>	107.5	205.7
<b>Q1</b>	121.7	272.7
<b>Mediana</b>	148.1	340.4
<b>Q3</b>	215.5	434.5

#### 5.4 RESULTADOS MODELO A PARTIR DE SIMULACIÓN DEL SDDP

Adicional a los resultados del modelo de minimización de costos implementado, se realizó la aplicación de la metodología sobre los resultados de las corridas que realiza XM del modelo del SDDP y que es publicada en su página web (XM S.A. E.S.P., 2015).

El SDDP es un modelo despacho óptimo mediante la minimización del costo de operación, que tiene implementado un modelo de programación dual estocástica que tiene en cuenta la incertidumbre hidrológica y la función de costos futuros del recurso hidráulico estimando su costo actual de oportunidad.

Se realiza un ejercicio similar al que se presentó anteriormente, aplicando la misma metodología, y realizando los ajustes que son requeridos. De los resultados de las simulaciones se obtienen las respectivas participaciones de los agentes estratégicos (Figura 35).

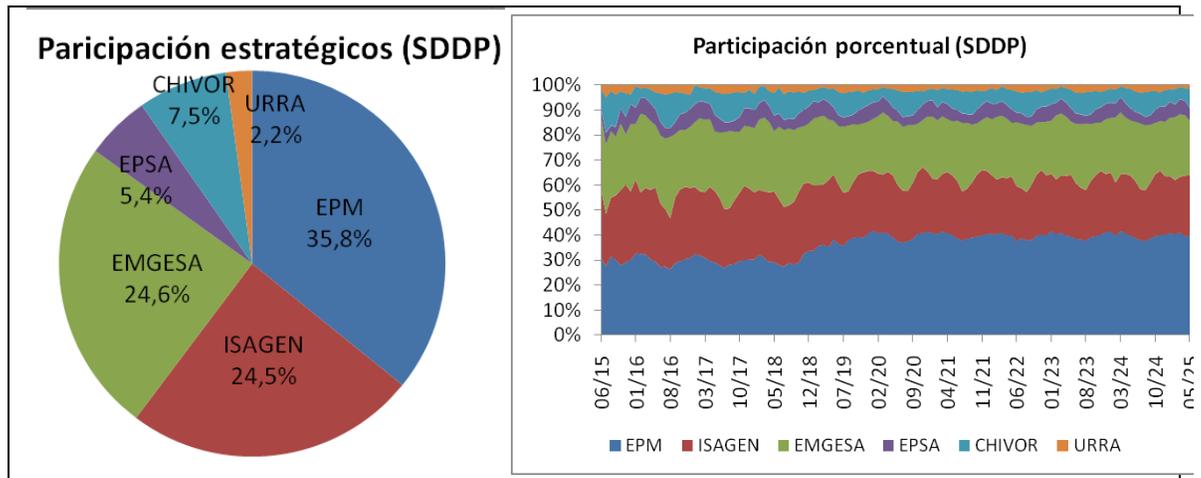


Figura 35 Participación porcentual de los generadores estratégicos (SDDP) (fuente: Elaboración propia)

Primero, a partir de los resultados de generación de las plantas hidráulicas de los generadores estratégicos, se estima la participación y la concentración de los mismos (Figura 36). La concentración muestra un incremento a partir de la entrada de la planta Pescadero Ituango. El incremento que se presenta en HHI es más evidente que en las simulaciones realizadas anteriormente, mostrando un incremento de alrededor 200 puntos.

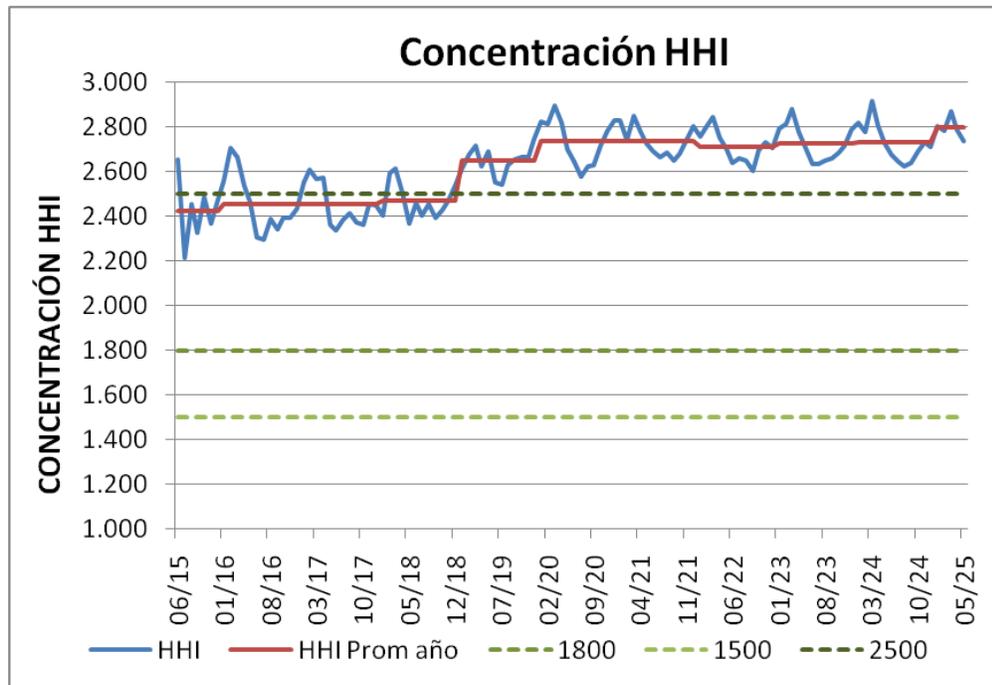


Figura 36 HHI partir de los resultados del SDDP (fuente: Elaboración propia)

Para la elasticidad se realiza, en este caso, una estimación a partir de los resultados de los costos marginales, de la demanda total y de la generación de las plantas térmicas para estimar la demanda residual.

Para realizar el ajuste de los precios marginales que se obtienen del SDDP, que se encuentran en USD/MWh se convierten a COP/kWh y se le adicionan los Otros Costos Variables que se encuentran incluidos dentro del precio de la energía en Colombia y que se recaudan a través de éste, el CERE, el FAZNI, el AGC, la Ley 99, y los costos de arranque y parada. Al ser recaudados dentro del precio de Bolsa dichos rubros son el piso del precio de la energía en Colombia y son tenidos en cuenta por el regulador a la hora de definir los precios de referencia para la generación de seguridad (Resoluciones GREG 034 (CREG, 2001) y CREG 036 de 2001 (CREG, 2001) modificada por la CREG 076 de 2009 (CREG, 2009)).

$$\begin{aligned}
 CM_{gajus} \left( \frac{COP}{kWh} \right) &= CM_{gsddp} \left( \frac{USD}{MWh} \right) * TRM/1000 + OCV \quad (32)
 \end{aligned}$$

$$OCV = CERE + FAZNI + AGC + CAP + LEY99 \quad (33)$$

$$\varepsilon_{DR} = \frac{DR}{CM} * \frac{\partial CM}{\partial DR} \quad (34)$$

A partir de estos resultados se estima la elasticidad mediante la regresión sobre los respectivos logaritmos naturales.

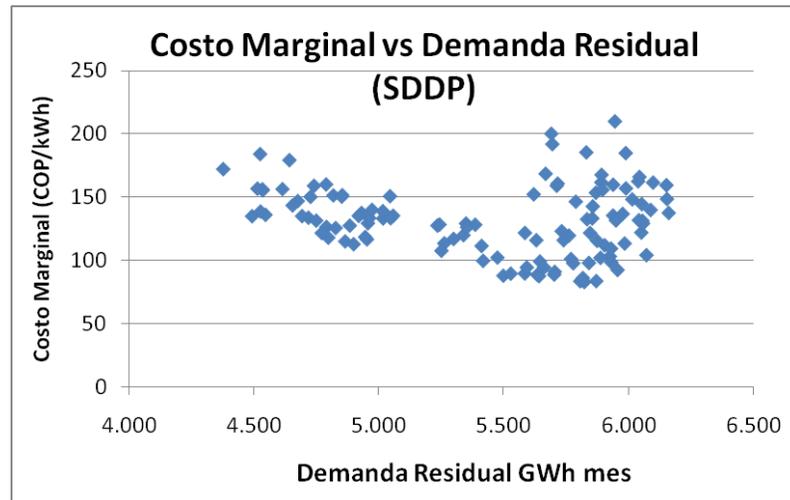


Figura 37 Costo Marginal vs Demanda Residual (fuente: Elaboración propia)

Por otro lado, se estima también la elasticidad mediante la regresión aplicada sobre los costos marginales del sistema y la generación térmica requerida.

$$\varepsilon_{CT} = -\frac{G_T}{CM} * \frac{\partial CM}{\partial G_T} \quad (35)$$

Los resultados de la aplicación de dicha metodología se presentan a continuación en la Figura 38.

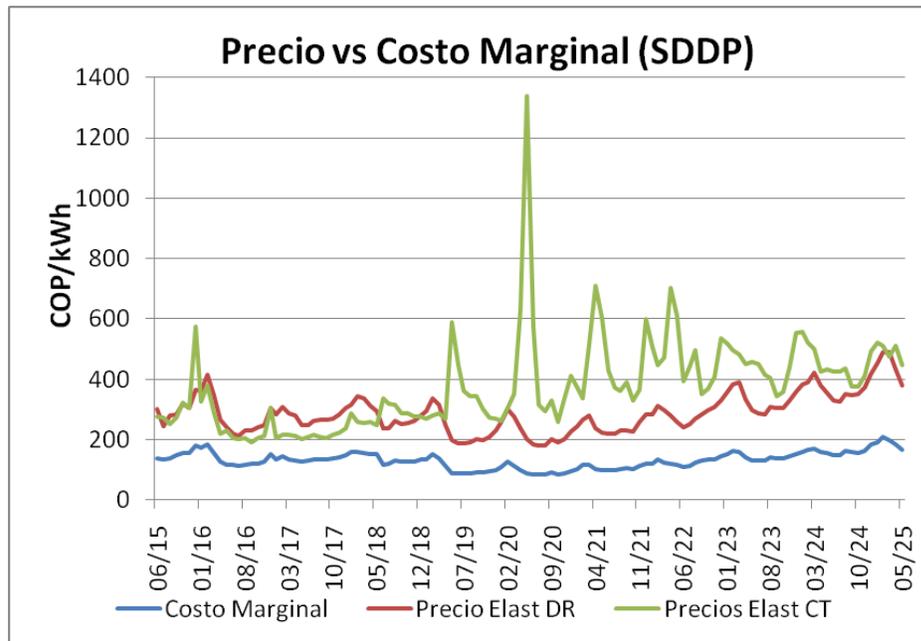


Figura 38 Precio vs Costo Marginal a partir de los resultados del SDDP (fuente: Elaboración propia)

Tabla 16 Estadísticas Precios estimados a partir de los resultados del SDDP (Fuente: Elaboración propia)

COP/kWh	Costo Marginal	Precio Elasticidad DR	Precio Elasticidad CT
<b>Promedio</b>	131.5	287.5	375.1
<b>Máximo</b>	209.8	491.4	1,338.1
<b>Mínimo</b>	83.4	179.1	190.5
<b>Q1</b>	113.6	239.5	271.8
<b>Mediana</b>	131.9	281.6	347.4
<b>Q3</b>	151.0	326.4	448.9

#### 5.4.1 BACKTESTING RESULTADOS MPODE

Con el fin de validar la metodología desarrollada se realizó un ejercicio de *Backtesting* el cual consistía en aplicar la misma sobre los resultados de una corrida antigua realizada con el SDDP y publicada por XM en su página (XM S.A. E.S.P., 2015), y a partir de los Costos Marginales, realizar la estimación del precio y comparar estos con los valores reales que se han venido presentando en el mercado. En la Figura 39 se muestra la comparación de los resultados de los Precios estimados frente a los valores reales de precios, tanto el de contratos como el de bolsa.

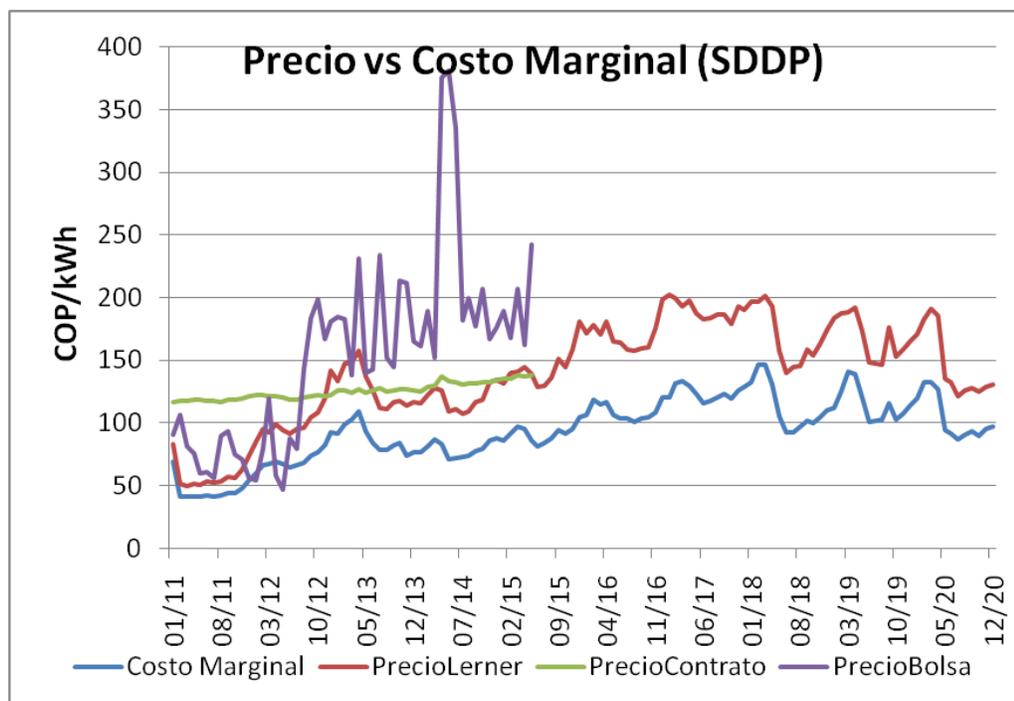


Figura 39 Precio vs Costo Marginal a partir de los resultados del SDDP Backtesting (fuente: Elaboración propia)

Es importante notar que dentro del periodo de evaluación se encuentra, al final, los efectos del fenómeno de El Niño, que corresponde a un evento coyuntural, provocando que los precios tomen unos valores muy altos que son muy difíciles de predecir en su nivel.

Los resultados del pronóstico se evalúan mediante diferentes medidas para la valoración de la precisión obteniendo los resultados presentados en la Tabla 17 que permiten concluir que los resultados son satisfactorios debido a que los errores no son muy altos, en especial cuando se considera la variable a predecir, y que la U de Theil se encuentra entre 0 y 1.

Tabla 17 Estadísticas Precios estimados a partir de los resultados del SDDP (Fuente: Elaboración propia)

Abreviatura	Medida	Precio Contrato	Precio Bolsa
<b>EAM-MAE</b>	Error Medio Absoluto	25.06	54.88
<b>EAMP-MAPE</b>	Error Medio Absoluto Porcentual	0.21	0.33
<b>RECM-RMSE</b>	Raiz Error Medio Cuadrado	32.95	78.19

<b>Abreviatura</b>	<b>Medida</b>	<b>Precio Contrato</b>	<b>Precio Bolsa</b>
<b>U Theil</b>	Coeficiente de desigualdad de Theil.	0.140	0.279

En conclusión, con este ejercicio se termina de validar los resultados del modelo para la predicción de precios del mercado en el largo plazo.

## 6 RESULTADOS ANÁLISIS DE ADQUISICIÓN

Realizando una aplicación práctica al modelo, aprovechando la situación coyuntural que se viene presentando a raíz de la posible venta de ISAGEN y del interés de compra por parte de algunas de las empresas que ya tienen participación en el mercado, surge la idea de identificar el impacto de la adquisición de las diferentes empresas estratégicas de generación en el mercado colombiano.

Para efectos de simulación se consideran la compra de ISAGEN por parte de EPM, EMGESA y EPSA, siendo el efecto más directo el cambio en los niveles de concentración del mercado.

Para el caso de las fusiones y adquisiciones el Departamento de Justicia de los Estados Unidos (Department of Justice, 2010), los límites de referencia establecidos para la aprobación o no de una fusión son las siguientes:

- Pequeño cambio en la Concentración: La fusión implica un incremento del HHI en menos de 100 puntos
- Mercados No Concentrados: La fusión da como resultado un mercado no concentrado
- Mercados Moderadamente Concentrados: La fusión da como resultado un mercado moderadamente concentrado e implica un incremento del HHI de más de 100 puntos.
- Mercados Altamente Concentrados: La fusión da como resultado un mercado Altamente concentrados y con un incremento en el HHI de entre 100 y 200 puntos. Más de 200 puntos se presume que hay condiciones de poder de mercado.

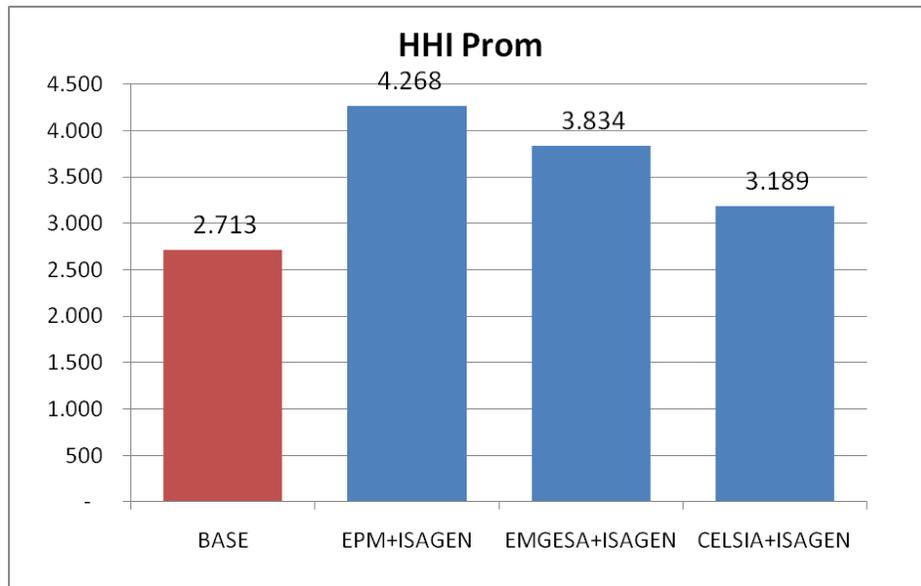


Figura 40 HHI Promedio para cada una de las fusiones consideradas (fuente: Elaboración propia)

La compra de ISAGEN por parte de algunas de las empresas antes mencionadas elevaría aún más la concentración del mercado, medido en función de la generación hidráulica de las plantas de generación de los agentes estratégicos, pasando de un valor de por sí alto (2713), hasta alcanzando valores de HHI entre los 3189 y los 4268, valores que son a toda vista prohibitivos de una sana competencia.

En cuanto al incremento en la concentración, cualquiera de las fusiones daría como resultado un incremento superior a los 200 puntos, lo cual es un hecho adicional que muestra un posible riesgo en la competencia del mercado.

Realizando el cálculo para los diferentes casos se observa en primer lugar que el nivel de concentración es tan alto que el cálculo del índice de Lerner es inestable debido a que se acerca al punto donde la razón entre el HHI y la elasticidad tienden a coincidir, generando valores del índice que tienden a valores muy altos o negativos. Este hecho, desde el punto de vista práctico equivale a que el mercado se encuentra en un punto donde hay una gran posibilidad de que se dé un abuso de poder dominante y que los precios o el mercado deban ser intervenidos. Los resultados de las simulaciones se presentan en la Figura 41.

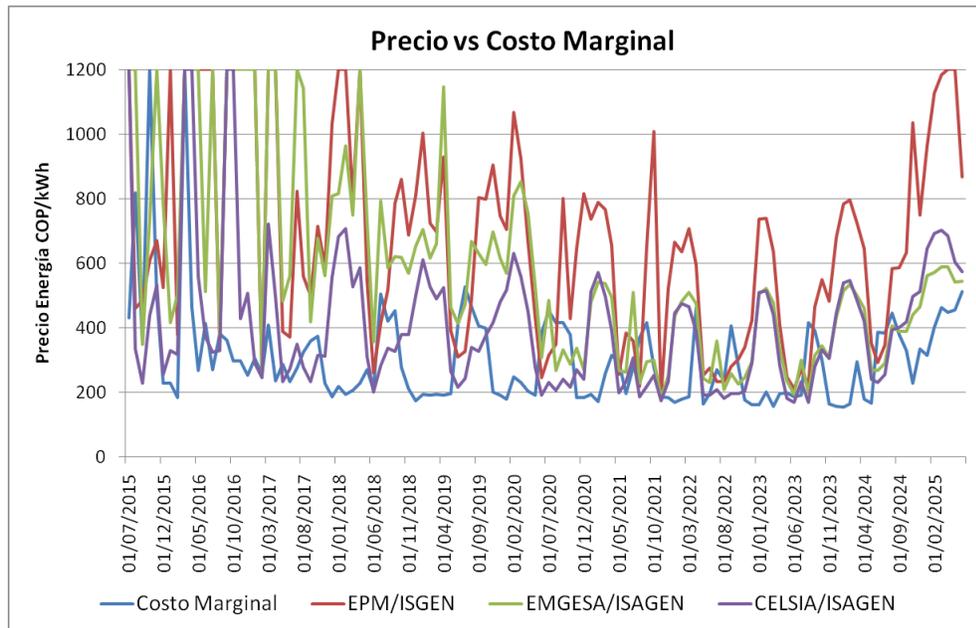


Figura 41 Precio vs Costo Marginal (fuente: Elaboración propia)

En la Figura 42 se muestra una comparación entre los precios antes y después de las diferentes fusiones, pasando de los 341 COP/kWh en promedio a valores por encima de los 400 COP/kWh y en el peor de los escenarios a los 680 COP/kWh. Por el lado del número de veces que se llega al precio techo (costo de racionamiento), se observa cómo se pasa de un valor marginal, hasta el punto donde el 16% del tiempo es necesario limitar los precios.

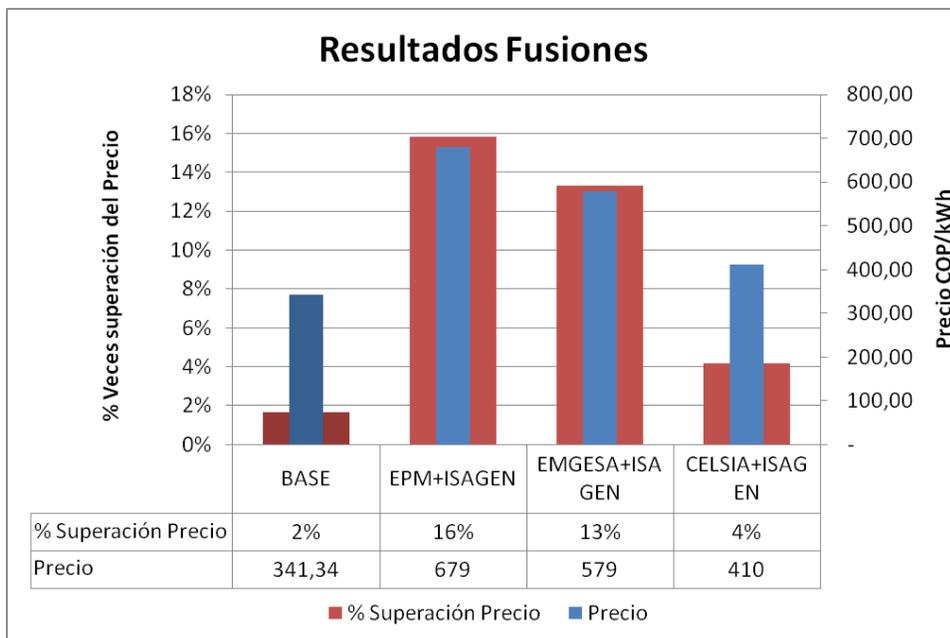


Figura 42 Resultado de los Precios de las diferentes fusiones (fuente: Elaboración propia)

En contraste si se aplica el mismo criterio mediante la forma tradicional de medir la concentración, con los criterios presentados en el capítulo 4.3 CONCENTRACIÓN, se observa como aunque el incremento es significativo, de todas maneras el índice de concentración sigue siendo aún inferior a 2500 si se realiza la medición en función de la Generación y la Capacidad (Tabla 18).

Tabla 18 HHI Tradicional Promedio para varas fusiones (Fuente: Elaboración propia)

VARIABLE	ACTUAL	EMGESA+ISAGEN	EPM+ISAGEN	CELSIA+ISAGEN
Generación	1,542	2,441	2,417	1,952
Capacidad	1,412	2,127	2,257	1,942

Se muestra como el modelo desarrollado es extremadamente útil para la verificación del impacto sobre el mercado de procesos de adquisiciones o fusiones que puedan afectar la concentración, y por ende, la competitividad del mercado, ofreciendo una mirada de futuro al desempeño del mismo y permitiendo tomar medidas preventivas. Con este análisis se da cumplimiento al Objetivo 4 que se planteó en la investigación.

## 7 MODELO COMO HERRAMIENTA DE VIGILANCIA Y SUPERVISIÓN DEL MERCADO

Por último, el modelo propuesto tiene una gran aplicabilidad como herramienta para la vigilancia y supervisión del mercado, ya no de manera expost como comúnmente se viene realizando, sino de manera anticipada al poder definir unos límites esperados de precios, a partir de las condiciones esperadas de concentración y elasticidad.

De esta manera se pueden identificar las bandas de precios que se pueden considerar aceptables dentro del modelo de competencia oligopólico, fuera de los cuales se podría entrar a revisar más detenidamente si se produjo un abuso de la posición dominante.

De acuerdo con los resultados obtenidos y de los valores de concentración y elasticidad estimados se proponen unos límites de índices de Lerner, a modo de semáforo (Tabla 19), que pueden servir de guía para realizar la vigilancia y seguimiento del mercado.

Tabla 19 Valores para seguimiento del mercado (Fuente: Elaboración propia)

SEMAFORO	L	HHI REFERENCIA	ELASTICIDAD REFERENCIA
Verde	1.56	1800	0.5
Amarillo	2.00	2500	0.5
Rojo	3.50	2500	0.35

Los valores propuestos se basan en el modelo de competencia planteado para niveles de concentración de los agentes hidráulicos estratégicos y niveles de elasticidad para la curva inversa de demanda. De manera gráfica dichos límites operarían de la forma como se presentan en la **Figura 43** en contraste con los valores de Precios estimados anteriormente. Con esta propuesta se cumple el Objetivo 6 propuesto en la investigación.

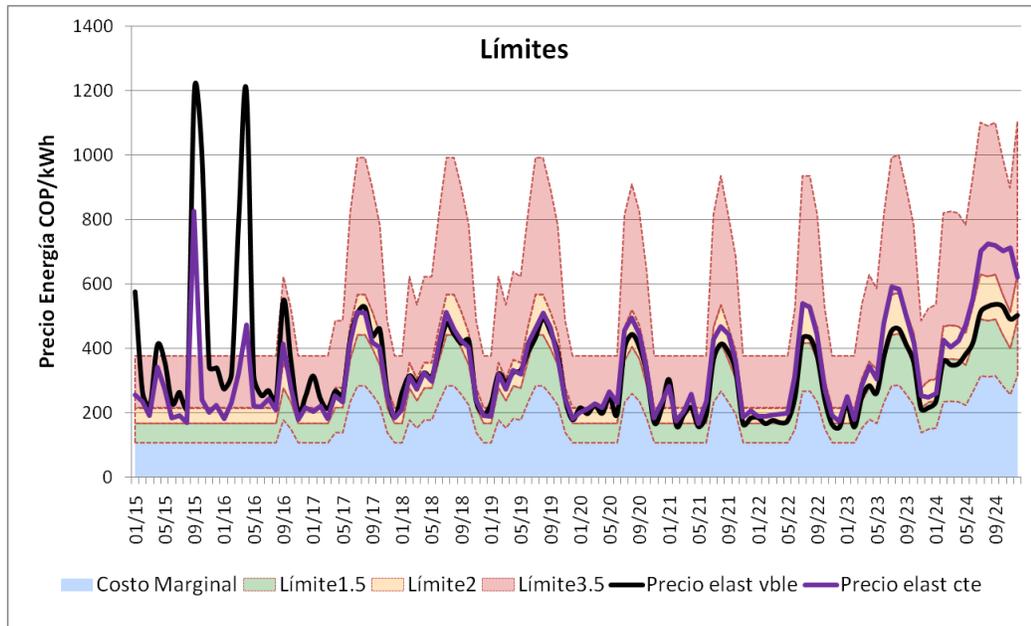


Figura 43 Límites para seguimiento del mercado (fuente: Elaboración propia)

## 8 CONCLUSIONES

### 8.1 CONCLUSIONES PRINCIPALES

- La aplicación de la metodología permitió estimar los precios futuros de la energía a partir de la proyección de los Costos Marginales, y la estimación del índice de Lerner, como resultado del cálculo de la concentración y la elasticidad.

- La metodología partía del supuesto de una competencia tipo Cournot-Stakelberg en el mercado eléctrico colombiano, en el largo plazo, en donde hay unos agentes estratégicos con capacidad de especulación a partir del recurso hidráulico y unos agentes seguidores que son tomadores de precios a partir de las plantas de generación térmicas y a filo de agua. El buen desempeño del modelo permite validar dicho supuesto.
- Dentro del modelo de competencia se identificó el nivel de concentración real que tiene el mercado por el que compiten los generadores estratégicos (hidráulicos). y que sirve para la fijación de los precios del mercado en el largo plazo. Este mercado corresponde a la Demanda Residual que resulta de la demanda total restada de la curva de entrada de los generadores tomadores de precio. Bajo estos criterios de competencia entre los estratégicos se obtuvo que el nivel de concentración del mercado en Colombia es muy alto (alrededor de 2500 el IHH), siendo muy superior a las estimaciones tradicionales, y subvalorando la real capacidad que tienen estos agentes de impactar en el precio.
- Adicionalmente, en el modelo de competencia se identificó la elasticidad precio-demanda que enfrentan los agentes estratégicos a partir de la curva de demanda residual, estimada a partir de la curva de oferta de precios de los seguidores, con valores alrededor de los -0.5.
- A partir de los resultados anteriores se obtuvo un índice de Lerner del orden de 2 (dos), lo que equivale a que, bajo las condiciones actuales, los precios del mercado se esperaría que fueran el doble de los Costos Marginales del sistema, y siendo este el multiplicador el costo generado por el oligopolio que se tiene actualmente.
- Al realizar un ejercicio de evaluación de pronóstico mediante un backtesting se obtienen resultados satisfactorios que validan la aplicabilidad y buen desempeño del modelo, es especial si se tiene en cuenta que la misma corresponde a una simulación de largo plazo, donde pueden influir una mayor cantidad de variables no controladas dentro del modelo.
- La aplicación de la metodología se realizó a partir de una modelación completa del sistema para obtener los costos marginales o utilizando los resultados que se obtienen mediante las corridas del SDDP, mostrando una gran versatilidad en el mismo.
- Por último, a partir de los resultados obtenidos se propone usar la metodología como herramienta para monitorear de manera anticipada los precios del mercado, estableciendo unos límites de índice de Lerner

razonables para el tipo de competencia oligopólica existente en el mercado colombiano, y por ende, una banda de precios razonables pronosticados.

## 8.2 CONCLUSIONES ADICIONALES

- Uno de los aspectos que ha venido impactando más el precio de la energía en Colombia ha sido la devaluación del peso debido a que los precios de referencia de las plantas térmicas se encuentran expresadas, desde la regulación, en dólares. Este impacto no se puede observar de una manera tan directa en este momento debido a la coyuntura de la subida de los precios debido al fenómeno del niño.
- En estos momentos el país y el mercado eléctrico colombiano se encuentran pasando por una época de escasez que ha venido impactando significativamente en los precios de la energía. Este evento coyuntural tiende a sesgar la comparación de los resultados de este estudio, que tiene un enfoque de largo plazo, frente a los altos precios que se presentan actualmente. No obstante, lo anterior se aprecia señales de incrementos de los precios en los resultados que van en consonancia con el comportamiento real del mercado.
- En los mercados de electricidad se ha venido priorizando la vigilancia de la competencia del mercado sobre el corto plazo, es decir, sobre la operación sobre la bolsa de energía y sobre el abuso de poder dominante en horas y días específicos de despacho, que sobre el mercado de largo plazo. Este estudio muestra que una alta concentración del mercado puede generar un incremento sostenido de los precios en el largo plazo, que puede tener un impacto mucho mayor sobre los usuarios y siendo más difícil de detectar ya que no se aprecia pico o aumentos repentinos de los precios de los precios, como en el corto plazo.
- En el mercado colombiano, dado sus características y comportamiento, la medición de la concentración mediante la energía firme para el cargo por confiabilidad no es la más acertada debido a que prioriza la valoración de la posición dominante teniendo en mente las situaciones de escases hidrológica, no tiene en cuenta que en el largo plazo la competencia en los mercados eléctricos se basa en la gestión del recurso hidráulico y no realiza la adecuada depuración del segmento del mercado que no es competitivo y que no tiene capacidad de gestión del recurso.
- Es necesario realizar una reforma al esquema del mercado colombiano que permita la participación activa y directa de la demanda en el mercado mediante mecanismos de gestión de la demanda y de oferta por parte de los

comercializadores en la bolsa de energía, con el fin de pasar del comportamiento inelástico de la demanda actual a una mejor respuesta de la misma frente a los diferentes niveles de precios, con el fin de mejorar la competitividad y eficiencia en los precios, y disminuir los efectos de la alta concentración del mercado.

## 9 BIBLIOGRAFÍA

Andrew, S. (2007). Market Power in the England and Wales Wholesale Electricity Market 1995-2000. *The Economic Journal* , 654-685.

Barrera, F., & Alfredo, G. (2010). *Desempeño del Mercado Eléctrico colombiano en épocas de niño: Lecciones del 2009-10*. Madrid: ACOLGEN.

Barrientos, J. R. (2012). Modelo para el pronóstico del precio de la energía eléctrica en Colombia. *Lecturas de Economía Universidad de Antioquia* , 91-127.

CIDET, UPB. (2014). *Metodología para la Vigilancia de la competencia en el Mercado Eléctrico Colombiano*. Medellín.

CREG. (2015). *Comisión de Regulación de Energía y Gas*. Retrieved from <http://www.creg.gov.co/>

CREG. (2006). *Resolución CREG 001 de 2006*.

CREG. (1996). *Resolución CREG 020 de 1996*.

CREG. (1995). *Resolución CREG 024 de 1995*.

CREG. (1995). *Resolución CREG 025 de 1995*.

CREG. (2001). *Resolución CREG 034 de 2001*.

CREG. (2001). *Resolución CREG 036 de 2001*.

CREG. (2009). *Resolución CREG 051 de 2009*.

CREG. (2007). *Resolución CREG 069 de 2007*.

CREG. (2009). *Resolución CREG 076 de 2009*.

CREG. (1996). *Resolución CREG 128 de 1996*.

Department of Justice. (1992). *Horizontal Merger Guidelines*.

- Department of Justice. (2010). *Horizontal Merger Guidelines*.
- Elzinga, K. G., & Mills, D. E. (2011). The Lerner Index of Monopoly Power: Origins and Uses. *The American Economic Review* , 558-564.
- Espinosa, Ó., Vaca, P., & Ávila, R. (2013). Elasticidades de demanda por electricidad e impactos macroeconómicos del precio de la energía eléctrica en Colombia. *Métodos Cuantitativos para la Economía y la Empresa* .
- García, J. J., Bohórquez, S., López, G., & Marín, F. (2013). Poder de Mercado en Mercados Spot de generación eléctrica: metodología para su análisis. *Documentos de Trabajo Economía y Finanzas* , 1-37.
- García, J., Gaviria, A., & Salazar, L. (2011). Determinantes del precio de la Energía Eléctrica en el Mercado no Regulado en Colombia. *Revista Ciencias Estratégicas* , 225-246.
- Garza, D. A. (2010). Market Definition, the New Horizontal Merger Guidelines, And the Long March Away from Structural Presumptions. *the antitrust source* .
- Gutierrez, A. (2011). Elasticidad precio - demanda de los usuarios no regulados en Colombia.
- Hurtado, L., Quintero, O., & García, J. (2014). Estimación del precio de oferta de la energía eléctrica en Colombia mediante inteligencia artificial. *Revista de métodos cuantitativos para la economía y la empresa* , 51-87.
- IEB. (2011). *Análisis evolución Mercado Eléctrico Colombiano*. Medellín.
- IPSE. (2013). *Presentación IPSE*.
- Joskow, P., & Kahn, E. (2001). A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000. *The National Bureau of Economic Research* , 1-37.
- Knittel, C., & Kim, D.-W. (2006). Biases in Static Oligopoly Models? Evidence from the California Electricity Market. *The Journal of Industrial Economic* .
- London Economics. (2012). *Energy Retail Markets Comparability Study*.
- London Economics. (2007). *Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005*.

- Medina, C., & Morales, L. (2007). Demanda por Servicios Públicos Domiciliarios en Colombia y Subsidios: Implicaciones sobre el Bienestar. *Borradores de Economía Banco de la República* .
- Millán, J. (2006). *Entre el mercado Tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina*. Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.
- PSR. (2015). *PSR SDDP*. Retrieved from [http://www.psr-inc.com.br/portal/psr/servicos/modelos\\_de\\_apoio\\_a\\_decisao/studio\\_opera/sddp/](http://www.psr-inc.com.br/portal/psr/servicos/modelos_de_apoio_a_decisao/studio_opera/sddp/)
- Puller, S. L. (2007). Pricing and Firm Conduct in California's Deregulated Electricity Market. *The Review of Economics and Statistics* , 75-87.
- Quintero, C. (2013). *Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia* . OLADE.
- Ramírez, A., & Londoño, E. (2008). Implicaciones de bienestar en el sector residencial de la unificación tarifaria en el servicio de electricidad en el departamento de Antioquia. *Banco de la República* .
- Sierra, J., & Castaño, E. (2010). Pronóstico del Precio Spot del Mercado Eléctrico Colombiano con Modelos de Parámetros Variantes en el Tiempo y Variables Fundamentales. *VII Coloquio Regional de Estadística* .
- SSPD. (2015). *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios*. Retrieved from <http://www.superservicios.gov.co/>
- SSPD-CSMEM. (2006). *Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica - Octavo Informe*. Bogotá.
- SSPD-CSMEM. (2006). *Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica-Segundo Informe*. Bogotá.
- SSPD-CSMEM. (2014). Informe N°96 2014., (pp. 21-22).
- Tirole, J. (1994). *The Theory of Industrial Organization*.
- UPME. (2015). <http://www1.upme.gov.co/>. Retrieved from Unidad de Planeación Minero Energético.
- UPME. (2015). *Informe de Cobertura de Energía eléctrica a 2014*.
- UPME. (2014). *Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2014-2018*.

UPME. (2015). Proyección de Demanda de Energía-Marzo 2015.

UPME. (2015). *Unidad de Planeamiento Minero Energético*.

UPME-IDEAM. (2015). *Atlas Potencial hidroenergético de Colombia*.

Uribe, J., & Rivera, N. (2011). Modelos de Reversión a la Media y Estacionalidades para el Precio Spot del Mercado Colombiano. *REvista CIDET 4* , 37-50.

Uribe, J., & Rivera, N. (2010). Procesos de planificación de modelos de energía eléctrica bajo la óptica de teoría de juegos. *Revista CIDET* , 75-90.

Wolak, F. A. (2003). Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market,. *The American Economic Review* , 425-430.

XM. (2015). *El Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2014*. Medellín.

XM S.A. E.S.P. (2015). Retrieved from <http://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx>

XM S.A. E.S.P. (2015). *XM: Análisis Energético Largo Plazo*. Retrieved 2015, from <http://www.xm.com.co/Pages/AnalisisEnergeticodeLargoPlazoMPODE.aspx>

## ANEXO: DATOS SIMULACIÓN

En este anexo se relacionan los datos utilizados para la simulación realizada.

Los datos de entrada corresponden a los aportes energéticos por planta, calculado a partir de los aportes históricos y de los cuales se presentan gráficamente los valores promedios. Estos aportes corresponden a los que reciben las plantas hidráulicas de los agentes estratégicos.

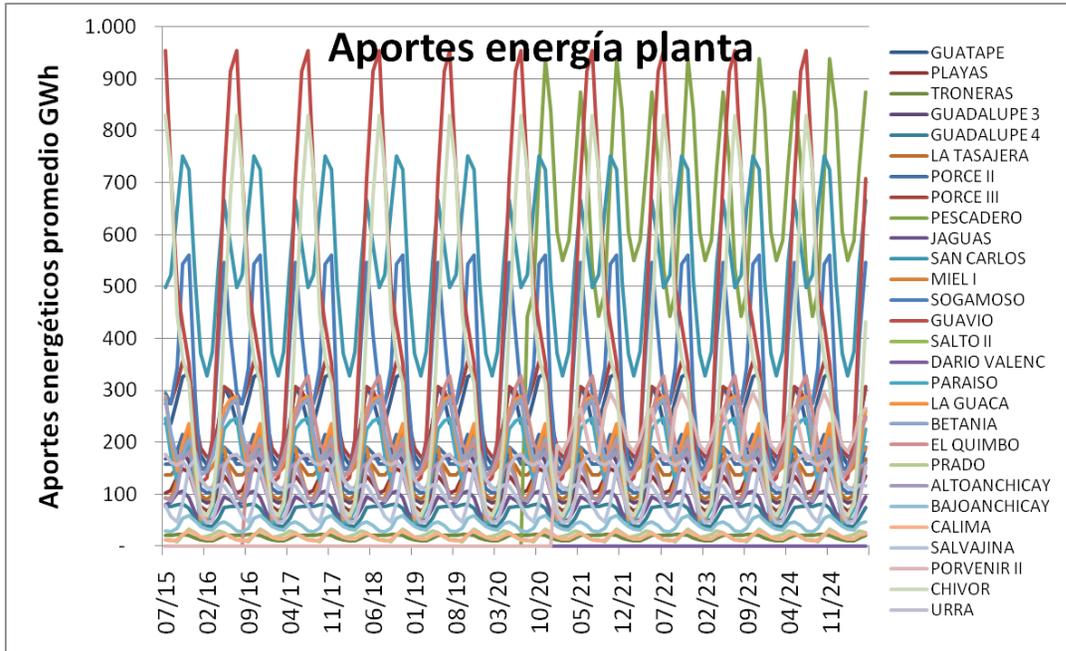


Figura 44 Aportes de Energía por planta (fuente: Elaboración propia)

Desde el punto de vista de empresa, los valores promedios de los aportes agregados son los siguientes.

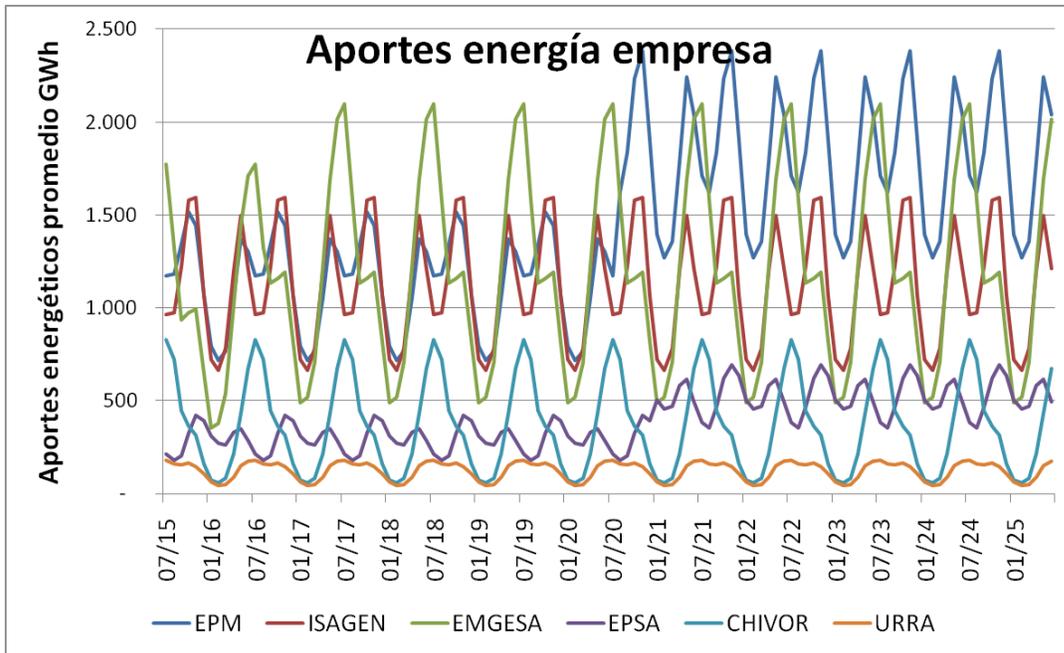


Figura 45 Aportes de Energía por empresa (fuente: Elaboración propia)

Los aportes promedios para cada una de las plantas hidráulicas estratégicas se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 20 Aportes promedios por recurso (Fuente: Elaboración propia)

Aportes mes GWh	Promedio	Desv estándar
<b>GUATAPE</b>	250	57.32
<b>PLAYAS</b>	110	25.93
<b>TRONERAS</b>	18	4.57
<b>GUADALUPE 3</b>	141	36.78
<b>GUADALUPE 4</b>	64	16.60
<b>LA TASAJERA</b>	139	30.48
<b>PORCE II</b>	158	36.53
<b>PORCE III</b>	264	58.32
<b>PESCADERO</b>	673	154.51
<b>JAGUAS</b>	78	20.17
<b>SAN CARLOS</b>	544	133.37
<b>MIEL I</b>	154	38.04
<b>SOGAMOSO</b>	347	142.22
<b>GUAVIO</b>	475	281.06
<b>PARAISO</b>	152	68.41
<b>LA GUACA</b>	178	80.39
<b>BETANIA</b>	202	45.50

<b>EL QUIMBO</b>	210	59.06
<b>PRADO</b>	20	7.11
<b>ALTOANCHICAY</b>	132	29.56
<b>BAJOANCHICAY</b>	40	9.71
<b>CALIMA</b>	18	5.82
<b>SALVAJINA</b>	105	34.03
<b>PORVENIR II</b>	226	40.11
<b>CHIVOR</b>	364	255.75
<b>URRA</b>	123	48.40

Los datos básicos de las plantas de generación hidráulica utilizados son los siguientes.

Tabla 21 Datos plantas hidráulicas (Fuente: Elaboración propia)

	<b>IH</b>	<b>Factor Conversión</b>	<b>Q máximo</b>	<b>Gen máxima</b>	<b>Q mínimo</b>	<b>Gen mínima</b>
<b>URRA</b>	8.83	0.4	700.0	313.5	75.0	33.6
<b>GUATAPE</b>	4.54	7.6	72.6	552.4	-	-
<b>JAGUAS</b>	15.8	2.6	86.8	221.5	-	-
<b>PLAYAS</b>	10.84	1.6	126.6	196.7	-	-
<b>SAN CARLOS</b>	5.82	5.5	276.6	1,512.8	-	-
<b>CALDERAS</b>	38	3.7	5.4	19.9	-	-
<b>TRONERAS</b>	2.99	0.6	55.1	33.6	-	-
<b>GUADALUPE 3</b>	8.82	4.4	60.0	261.1	-	-
<b>GUADALUPE 4</b>	20.96	3.3	48.3	160.3	-	-
<b>LA TASAJERA</b>	2.89	7.7	39.6	305.8	-	-
<b>RIOGRANDE 1</b>	38	2.4	7.8	19.0	-	-
<b>INSULA</b>	38	0.9	21.7	18.4	-	-
<b>ESMERALDA</b>	12.8	1.3	22.0	27.6	-	-
<b>SANFRANCISCO</b>	35.03	1.5	89.7	134.1	-	-
<b>GUAVIO</b>	7.21	9.8	202.4	1,974.9	-	-
<b>SISGA</b>	0	16.6	12.0	198.9	-	-
<b>TOMINE</b>	0	16.6	15.0	248.6	-	-
<b>NEUSA</b>	0	16.6	4.5	74.6	0.5	8.3
<b>CHUZA</b>	0	16.6	13.5	223.7	-	-
<b>SALTO II</b>	7	3.8	10.2	38.8	-	-
<b>DARIO VALENC</b>	10	8.7	17.2	150.1	-	-
<b>LAGUN-LIMON</b>	10	2.5	7.1	18.0	-	-
<b>PARAISO</b>	6.04	7.5	70.0	527.2	-	-
<b>LA GUACA</b>	6.35	9.0	70.0	632.9	-	-
<b>EL QUIMBO</b>	15	1.1	376.3	396.0	-	-
<b>CHIVOR</b>	18.26	7.0	143.4	1,005.4	-	-
<b>PRADO</b>	13.65	0.5	93.8	46.0	-	-
<b>PRADO4</b>	38	0.5	8.5	4.2	8.5	4.2
<b>BETANIA</b>	10.31	0.6	975.0	606.2	112.2	69.8
<b>ALTOANCHICAY</b>	17.19	3.9	103.0	402.5	-	-

	IH	Factor Conversión	Q máximo	Gen máxima	Q mínimo	Gen mínima
BAJOANCHICAY	5.07	0.5	105.7	56.2	-	-
CALIMA	32.73	1.9	73.2	136.8	-	-
SALVAJINA	19.21	1.0	285.1	283.2	-	-
AMOYA	10	4.9	18.9	91.8	-	-
MUNA	0	16.6	32.7	542.3	-	-
MIEL I	8.95	2.0	220.0	442.0	17.0	34.2
PORCE II	4.03	2.2	204.8	456.6	-	-
PORCE III	9.75	3.1	245.6	755.0	-	-
SOGAMOSO	15	1.3	693.0	867.6	80.0	100.2
PESCADERO	15	1.7	675.0	1,148.8	-	-
CUCUANA	15	5.7	9.7	55.0	-	-
SNMIGUEL	15	1.2	29.8	35.7	-	-
AMBEIMA	15	3.8	10.1	38.3	-	-
C_LLERAS_R	15	1.1	62.4	66.4	-	-
PORVENIR II	15	1.2	297.0	351.8	-	-

Los datos de los embalses son los siguientes.

Tabla 22 Datos embalses (Fuente: Elaboración propia)

EMBALSE	PLANTA	V máximo	V mínimo	V inicial
URRA	URRA	703.2	150.8	0.4
GUATAPE	GUATAPE	8,151.9	520.8	0.6
JAGUAS	JAGUAS	469.9	50.0	0.6
PLAYAS	PLAYAS	108.1	30.0	0.9
SANCARLOS	SANCARLOS	319.9	58.7	0.7
TRONERAS	GUATRON	17.6	5.5	1.0
LATASAJERA	LATASAJERA	1,432.9	367.9	0.5
GUAVIO	GUAVIO	7,748.0	182.2	0.3
SISGA	BOGOTÁ	1,518.6	-	0.5
TOMINE	BOGOTÁ	10,909.3	-	0.4
NEUSA	BOGOTÁ	1,944.8	-	0.6
CHUZA	BOGOTÁ	3,681.4	207.2	0.4
ELQUIMBO	ELQUIMBO	3,059.3	396.8	1.0
CHIVOR	CHIVOR	3,993.7	145.0	0.2
PRADO	PRADO	372.7	159.4	0.4
BETANIA	BETANIA	808.2	307.9	0.7
ALTOANCHICAY	ALBAN	136.4	24.7	0.4
CALIMA	CALIMA	964.6	184.9	0.5
SALVAJINA	SALVAJINA	783.9	91.7	0.2
MUNA	BOGOTÁ	207.8	6.1	0.9
MIELI	MIELI	995.8	101.8	0.4

EMBALSE	PLANTA	V máximo	V mínimo	V inicial
PORCEII	PORCEII	318.1	105.8	0.8
PORCEIII	PORCEIII	479.3	90.1	1.0
SOGAMOSO	SOGAMOSO	4,131.8	724.3	0.3
PESCADERO	PESCADERO	3,092.4	1,433.0	1.0
PORVENIRII	PORVENIRII	370.7	129.1	1.0

Los datos básicos de las plantas de generación térmica utilizados son los siguientes.

Tabla 23 Datos plantas térmicas (Fuente: Elaboración propia)

Nombre	Potencia	Gen Máxima	Ind Histórica
BARRANQUILL3	55	55	33.43
BQUILLA3FO6	55	55	33.43
BARRANQUILL4	55	55	40.49
BQUILLA4FO6	55	55	40.49
CARTAGENA 1	61	61	74.68
CGNA1FO6	60.9	60.9	74.68
CARTAGENA 2	60	60	51.64
CGNA2FO6	60	60	51.64
CARTAGENA 3	66	66	70.58
CGNA3FO6	65.89	65.89	70.58
GUAJIRA 1	151	151	35.42
GUAJ1CARB	145	145	35.42
GUAJIRA 2	151	151	15.68
GUAJ2CARB	151	151	15.68
FLORES 1	160	160	14.93
FLOR1FO2	153	153	14.93
PALENQUE 3	13	13	100
PAIPA 1	31	31	31.13
PAIPA 2	72	72	25.9
PAIPA 3	70	70	18.35
TASAJERO 1	163	163	14.26
TASAJERO 2	160	160	30
ZIPAEMG2	34.34	34.34	47.36
ZIPAEMG3	63	63	34.71
ZIPAEMG4	64	64	36.1
ZIPAEMG5	64	64	21.45
FLORES 2	112	112	5

Nombre	Potencia	Gen Máxima	Ind Histórica
FLOR2FO2	0	0	5
TEBSAB	791	791	6.74
TEBSABFO2	791	791	6.74
TERMODORADA1	51	51	0.26
TDOREFO2	45.9	45.9	0.26
TDOREJA1	45.9	45.9	0.15
TERMOSIERRA	445	445	21.48
TSIEFO2	364	364	21.48
MERILECTRICA	167	167	11.42
TERMOVALLE 2	205.18	205.18	23.73
TERMOVAACPM2	196.93	196.93	23.73
PAIPA 4	154	154	8.62
FLORES 3	0	0	36.77
PROELECTRIC1	45	45	12.2
PROEL1FO2	0	0	12.2
PROELECTRIC2	45	45	16.4
PROEL2FO2	0	0	16.4
EMCALI	229	229	0.81
EMCALIFO2	213	213	0.81
TERMOCENTRO	278	278	11.67
TCENTROJA1	278	278	11.67
CANDELARIA1	157	157	3.45
TCAND1FO2	154	154	3.45
CANDELARIA2	157	157	5.14
TCAND2FO2	155	155	5.14
TERMO YOPAL2	30.34	30.34	21.9
TC_GECELCA32	250	250	20
TC_GECELCA3	164	164	20
CC_FLORES4	450	450	13.44
FLORES4FO2	450	450	13.44
TERMONORTE	88.35	88.35	20

Los datos básicos de las plantas menores modeladas en la base y que en la base de datos del SDDP están modeladas como generación térmica utilizados son los siguientes.

Tabla 24 Datos plantas menores (Fuente: Elaboración propia)

<b>Nombre</b>	<b>Potencia</b>	<b>Gen Máxima</b>	<b>Ind Histórica</b>
COG_PROENCA	4	4	35
TPIEDRAS	3.75	3.75	35
MEN ANTIOQUI	19.9	19.9	35
MEN TOLIMA	9.75	9.75	35
MEN EMGESA	19.89	19.89	35
MEN NORDESTE	19	19	35
MEN EPM	101.11	101.11	35
MEN EPSA	25.19	25.19	35
MEN CQR	19.63	19.63	35
MEN HUILA	11.14	11.14	35
MEN CAUCANAR	17.15	17.15	35
COG_INCAUCA	10.45	10.45	35
MEN EPM VUEL	11.6	11.6	35
MEN EPM HERR	19.8	19.8	35
MEN EPM JEPI	18.42	18.42	35
COG_PROVIDEN	19.9	19.9	35
COG_RISARALD	5.5	5.5	35
TERMO YOPAL1	19.9	19.9	35
MENCHARQUITO	19.4	19.4	35
MENSANANTONI	19.4	19.4	35
MENTINTA	19.4	19.4	35
MENTEQUEN	19.4	19.4	35
MENLAJUNCA	19.4	19.4	35
ELMORRO1	19.9	19.9	35
TULUA ALTO	19.9	19.9	35
TULUA BAJO	19.9	19.9	35
TERMOZURIA	38	38	35
AGUAFRESCA	7.29	7.29	35
MONTAÑITAS	20	20	35
ELMORRO2	19.9	19.9	35
CIMARRON	19.9	19.9	35
AMAIME	19.9	19.9	35
BUGALAGRAN	19.9	19.9	35
COG_MAYAGUEZ	19.9	19.9	35
CARUQUIA	9.5	9.5	35
GUANAQUITAS	9.5	9.5	35
TUNJITA	20	20	35
BARROSO	19.9	19.9	35

<b>Nombre</b>	<b>Potencia</b>	<b>Gen Máxima</b>	<b>Ind Histórica</b>
SAN ANDRES	20	20	35
COG_CABANAS	12	12	35
RIOAGUEJAR	20	20	35
CHILI	63	63	35
PCH ZUCA	8.5	8.5	35
LASPALMAS	2.8	2.8	35
COG_INGSCARL	7	7	35
RIO MULATOS	8.32	8.32	35
ALEJANDRIA	15	15	35
PCHCOELLO	1.2	1.2	35
ELPOPAL	19.9	19.9	35
TEQUENDAMA	2.25	2.25	35
PROVIDENCIAL	4.9	4.9	35
AWARALA	19.9	19.9	35
BIOENERGY	19.9	19.9	35
BARRANCAS	4.7	4.7	35
EL EDEN	20	20	35
MORRO AZUL	19.9	19.9	35
CANTAYUS	4.32	4.32	35
COG_RIOPAILA	16	16	35
BIOG_DJUANA	1.7	1.7	38
COCUYO	0.7	0.7	35
JUAN GARCIA	4.9	4.9	35
EL MOLINO	19.9	19.9	35
LUZMAI	19.6	19.6	35
LUZMAII	19.6	19.6	35
PCH FLAUTAS	5.83	5.83	35
PCH RIOGRAND	8.7	8.7	35
RIOBRAVO-CAL	15.86	15.86	35
PCH DOVIO	14.22	14.22	35
SAN MATIAS	20	20	35
PALOMA	13.6	13.6	35
SIRGUA	10	10	35
GUACHICONO	13.6	13.6	35
TRAP-BIOBAND	2	2	35
SNBARTOLOME	19.9	19.9	35
OIBITA	19.9	19.9	35
LIBORINA	10	10	35
RIOMAPA	4	4	35

<b>Nombre</b>	<b>Potencia</b>	<b>Gen Máxima</b>	<b>Ind Histórica</b>
<b>PCH MAGALLO</b>	13	13	35
<b>PCH FALCON</b>	13.5	13.5	35

En cuanto a la expansión de la generación, las fechas de entrada de las principales plantas son las siguientes.

Tabla 25 Expansión plantas (Fuente: Elaboración propia)

<b>Planta hidráulica</b>	<b>Fecha de Entrada</b>	<b>Planta Térmica</b>	<b>Fecha de Entrada</b>
<b>PESCADERO</b>	01/08/2020	<b>TC_GECELCA32</b>	01/12/2015
<b>EL QUIMBO</b>	01/09/2016	<b>TASAJERO 2</b>	01/12/2015
<b>PORVENIR II</b>	01/01/2021	<b>TERMONORTE</b>	01/12/2017