

Guía de implementación de un simulador  
de mercados intradiarios  
de energía eléctrica

Shirley Tatiana Arteaga Hernández y

María Estéfany Gómez Jaimes

*Trabajo de grado para optar por el título de  
Ingeniero Electricista*

Director

Iván David Serna Suárez

*Doctor en Ingeniería*

Codirector

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

*Doctor en Ingeniería*

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas  
Escuela de Ingenierías Eléctrica,  
Electrónica y de Telecomunicaciones  
Bucaramanga

2021

A Dios por ser el motor principal en nuestra vida en quien buscamos apoyo y fortaleza en aquellos momentos de dificultad.

Le debemos este logro a nuestra amada Universidad Industrial de Santander quien nos formo como personas responsables e integras, agradecemos a los profesores que hicieron parte de este camino, que desde su sentido humano nos cultivaron el gusto por aprender. Al profesor Iván David Serna Suárez nuestro director de proyecto quien nos guió y aportó su conocimiento y enseñanza en cada obstáculo presentado.

A nuestras familias y amigos quienes nos enseñaron el significado de tenacidad y de luchar por nuestros sueños, a nuestros padres porque nos impulsaron a seguir apostando por nuestra educación, a nosotras mismas por la perseverancia para obtener este logro el cual marca la base de un futuro que con ansias construiremos para que sea exitoso.

---

# Agradecimientos

El presente trabajo de grado, fue desarrollado en el marco del proyecto de investigación denominado " Despacho óptimo coordinado de sistemas de transporte de energía eléctrica y gas en presencia de altas penetraciones de energía renovable", financiado por la Universidad Industrial de Santander a través del código VIE-UIS 2695.

A Dios por ser mi guía en este maravilloso camino, siempre acompañándome y dándome fuerzas para levantarme ante cualquier tropiezo. A mi padre Gabriel Arteaga y a mi madre Margen Hernández quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido cumplir uno de mis sueños, gracias papá y mamá por inculcarme desde pequeña esfuerzo, valentía y dedicación para realizar mis metas.

Sé muy bien que el amor puede distraer, pero en mi caso me sirvió de impulso para seguir adelante, por eso agradezco a mi pareja Daner Rincón por todo su amor, cariño y apoyo durante estos años.

A mi hijo Jose Gabriel Rincón Arteaga quien ha sido mi principal fuente de inspiración para terminar mi carrera, gracias por alegrar cada día de mi vida "Eres la historia más bonita que el destino ha escrito en mi vida".

A mis abuelos quienes con sus enseñanzas y oraciones permitieron que cumpliera mi objetivo de ser profesional, aunque algunos ya no están en este mundo, sus recuerdos continúan por siempre en mi corazón.

A mi familia que siempre me brindo su apoyo y comprensión, gracias por creer en mi, especialmente a mi prima Dayanna, porque sus palabras siempre son de aliento, le doy gracias a Dios por regalarme una hermana, espero poder compartir mis alegrías contigo.

A mis amigos, compañeros de clase y docentes que aportaron aprendizajes y enseñanzas, a mi compañera de tesis y amiga incondicional Tefa quien ha estado conmigo desde primer semestre, espero que el tiempo me permita compartir tu amistad el resto de mi vida.

–*Tatiana Arteaga*

A Dios, quien me ha guiado hasta acá, cumpliendo uno de mis más anhelados sueños y, que a pesar de los momentos de dificultad me ha dado fuerzas para seguir adelante y me ha enseñado a encarar las adversidades.

A toda mi familia, por su apoyo y confianza a lo largo de mi carrera. A mi madre, por ser mi modelo a seguir y dueña de cada uno de mis triunfos, sus esfuerzos y más aún, sus enseñanzas han moldeado a la mujer que ahora soy y la profesional en la que pronto me convertiré, me lo ha dado todo, e incluso, más de lo necesario, no me alcanza esta vida para agradecerle y darle todo lo que se merece. Para mi hermano, una de las principales razones por las que me levanto todos los días a mejorar como persona, espero que en algún momento mis pasos le sirvan de guía.

A mi padre que a pesar de las circunstancias ha estado presente en mi formación y me hizo una mujer fuerte. Así mismo, a mi hermana, a quien admiro y siempre veré como una niña valiente y perseverante, que sin importar los obstáculos y dificultades que le ha impuesto la vida, ella ha salido adelante.

A Mariana, mi mejor amiga, siempre atenta, cariñosa y aunque en la distancia, se hacía presente con su sabiduría y buenos consejos.

A mis compañeros de carrera, Marcela, Fernando, Daniel, Wilmer, Andrés, Kevin y todos aquellos que a lo largo de estos años me acompañaron en algún momento, brindándome su apoyo y compartiendo conocimientos. En especial a Tatiana, mi compañera de tesis, con quien hemos recorrido este camino de la universidad juntas, desde primer semestre, y aunque hubo tropiezos en el camino, hemos llegado triunfantes a la meta, no podría terminar esta etapa con nadie más sino con la persona que me ha visto derrotada y también triunfadora.

A los compañeros que hicieron parte en cada una de las planchas del CIEE, gracias por el tiempo compartido.

A todos los docentes que han hecho parte de mi vida, desde el Vichada, pasando por la sede UIS Socorro y finalmente la sede principal en Bucaramanga. Quiero agradecer especialmente al profesor Ivan Serna, por las enseñanzas dentro y fuera del aula, las largas tardes que nos dedicó como director de tesis y la paciencia que nos tuvo.

A la selección de fútbol, mi querida selección, me volvería a romper otro hueso con tal de defender esa camisa, innumerables son los recuerdos que me llevo, así como las amistades de cálidas personas que le aportaron alegría a mi vida, en especial a mi número 10, por quien, entré a hacer parte de este grupo, quien me abrió las puertas de su familia y me acogió como una hermanita; a la flaca, Mabel, gracias por animarme y creer en mí, por la captura de buenos momentos y las buenas platicas. Y a la capi, mi compañera central, mi compañera en el aula, mi amiga y mi hermana mayor, “algún día seré tan grande como tú”.

A mis amigas, Catalina, Cathe, Nini, Carolain, Alejandra, Daniela, Yuriana y a otras más,

por las lecciones de vida y aún más porque nunca me faltó una voz de aliento en los malos momentos y siempre acudieron cuando necesitaba apoyo, así fuera a la distancia. A jaz, mi psicóloga favorita.

A las familias que me acogieron durante mi tiempo lejos de casa, mi tía Elisa Gómez en San Gil, la señora María Pico Marín y la familia Torres Álvarez en Socorro, así como la familia Arteaga Hernández en Bucaramanga.

A las personas que creen en mí y mis capacidades. Andrea, esto también es por ti y los ¡tú puedes! En los momentos precisos, gracias porque me ayudaron a levantarme y me impulsaron a seguir. He sido afortunada y bendecida de contar con maravillosas personas a lo largo de mi vida, a todos ustedes y a los que tal vez olvidé nombrar, muchas gracias porque han aportado a mi crecimiento como persona, espero que Dios los recompense y si me alcanza esta vida, espero poder hacerlo yo.

*–Estefany Gómez*

# Tabla de Contenido

Introducción	16
<hr/>	
1. Objetivos	18
<hr/>	
1.1. Objetivo general . . . . .	18
1.2. Objetivo específicos . . . . .	18
2. Modelos de mercado eléctrico	20
<hr/>	
2.1. Mercados eléctricos . . . . .	21
2.1.1. Clasificación general de mercados eléctricos . . . . .	21
2.2. Modelo del mercado eléctrico colombiano . . . . .	25
2.2.1. Ofertas de precio y demanda. . . . .	25
2.2.2. Predespacho ideal y despacho programado. . . . .	25
2.2.3. Operación en tiempo real. . . . .	25
2.2.4. Despacho ideal y precio de bolsa. . . . .	26
2.2.5. Despacho real. . . . .	27
2.2.6. Diseño actual del mercado eléctrico Colombiano . . . . .	27
2.2.7. Necesidad de reforma del mercado . . . . .	30
2.3. Mercado intradiario y de balance . . . . .	33
2.3.1. Mercado intradiario . . . . .	33
2.3.2. Mercado de balance. . . . .	35
3. Experiencias Internacionales	40
<hr/>	
3.1. PJM . . . . .	41
3.1.1. Mercado DAY-AHEAD . . . . .	42
3.1.2. Mercado en tiempo real . . . . .	43
3.1.3. Mercado de capacidad . . . . .	43
3.1.4. Mercados de servicios auxiliares . . . . .	44
3.2. CAISO . . . . .	44
3.2.1. Mercado del día siguiente . . . . .	46

3.2.2. Mercado en tiempo real . . . . .	47
3.2.3. Servicios auxiliares . . . . .	47
3.2.4. Derechos de ingresos de congestión (CRR, por su sigla en ingles) . . . . .	47
3.2.5. Licitación de convergencia . . . . .	48
3.2.6. EPEX . . . . .	48
3.2.7. Mercado diario . . . . .	49
3.2.8. Mercado intradiario . . . . .	50
3.2.9. Compensación y liquidación . . . . .	51
3.3. NORD POOL . . . . .	51
3.3.1. Mercado diario . . . . .	52
3.3.2. Mercado intradiario . . . . .	53
3.3.3. Áreas de licitación . . . . .	55
3.3.4. OMIE . . . . .	56
3.3.5. Mercado diario . . . . .	56
3.3.6. Mercado intradiario de subastas . . . . .	57
3.3.7. Mercado intradiario continuo . . . . .	58
3.4. XBID: El comercio intradiario europeo . . . . .	59
3.5. Observaciones . . . . .	63
3.6. Comparación de las experiencias internacionales con el mercado eléctrico colombiano . . . . .	64
<b>4. Propuesta del mercado</b>	<b>66</b>
4.1. Diseño del nuevo mercado . . . . .	67
4.1.1. Resumen del nuevo diseño . . . . .	67
4.2. Herramientas de modelización y optimización . . . . .	71
4.2.1. GAMS . . . . .	71
4.2.1.1. Solver cplex . . . . .	72
4.2.1.2. Programación lineal entera mixta . . . . .	72
4.3. Descripción del modelo en GAMS . . . . .	73
4.3.1. Modelo colombiano . . . . .	73
4.3.2. Modelo matemático del despacho eléctrico colombiano con reservas hidráulicas . . . . .	73
4.3.3. Modelo matemático del despacho eléctrico con sesiones intradiarias y mercado de balance . . . . .	76
4.3.4. Estructura del código en GAMS . . . . .	78
4.3.4.1. Índices . . . . .	79
4.3.4.2. Parámetros . . . . .	80
4.3.4.3. Variables . . . . .	82
4.3.4.4. Ecuaciones . . . . .	83
4.3.4.5. Model . . . . .	83

---

5. Simulación y resultados en GAMS	84
5.1. Caso práctico: Red 24 Nodos IEEE	85
5.1.1. Datos del sistema IEEE 24 Nodos	85
5.2. Modelo colombiano integrando mercado intradiario y de balance al caso práctico (IEEE24 Nodos)	87
5.2.1. Despacho ideal	87
5.2.2. Redespacho	88
5.2.3. Sesiones intradiarias	90
5.2.4. Mercado de balance	94
5.3. Análisis de la propuesta de mercado y Requerimientos para la implementación de mercados intradiarios y de balance en Colombia	96
6. Conclusiones	100
Bibliografía	103
Apéndices	109

---

# Lista de figuras

Figura 1.	Mercado eléctrico con competencia mayorista . . . . .	23
Figura 2.	Mercado eléctrico con competencia minorista . . . . .	24
Figura 3.	Diseño actual del mercado colombiano . . . . .	28
Figura 4.	Número de proyectos vigentes . . . . .	31
Figura 5.	Error en la predicción de generación eólica . . . . .	32
Figura 6.	Disminución del error vs tiempo para un despacho fotovoltaico . . . . .	32
Figura 7.	Operadores RTO de EEUU . . . . .	41
Figura 8.	Tamaño relativo de los componentes del costo mayorista, 2018 . . . . .	42
Figura 9.	Porcentajes de distribución de tipos de energía de PJM. . . . .	42
Figura 10.	Estructura de los mercados PJM . . . . .	44
Figura 11.	Ubicación operador del sistema eléctrico de California ISO . . . . .	45
Figura 12.	Red del ISO . . . . .	46
Figura 13.	Mercados EPEX SPOT . . . . .	48
Figura 14.	Línea del tiempo de EPEX SPOT . . . . .	49
Figura 15.	Casación de curvas del mercado EPEX SPOT . . . . .	50
Figura 16.	Subastas por hora de Mercados energéticos. . . . .	51
Figura 17.	Casación de curvas con restricciones de la red . . . . .	53
Figura 18.	Apertura de conexiones trasfronterizas, acoplamiento intradiario y contratos locales. . . . .	54
Figura 19.	Cierre de conexiones trasfronterizas, acoplamiento intradiario y contratos locales. . . . .	55
Figura 20.	Áreas de licitación de NORD POOL. . . . .	56
Figura 21.	Países asociados a XBID . . . . .	60
Figura 22.	Diseño de los mercados de corto plazo en EEUU y en Europa . . . . .	64
Figura 23.	Línea temporal . . . . .	69
Figura 24.	Flujos de datos del proceso de optimización . . . . .	71
Figura 25.	Sets utilizando la interfaz .gdx . . . . .	80
Figura 26.	Parámetros utilizando la interfaz .gdx . . . . .	80
Figura 27.	Demanda en cada tiempo . . . . .	81

---

Figura 28.	Potencia máxima de cada generador . . . . .	82
Figura 29.	Variabes en GAMS . . . . .	82
Figura 30.	Variabes positivas en GAMS . . . . .	82
Figura 31.	Ecuaciones en GAMS . . . . .	83
Figura 32.	Model en GAMS . . . . .	83
Figura 33.	Sistema IEEE de 24 nodos . . . . .	86
Figura 34.	Diseño de los mercados propuestos . . . . .	98
Figura 35.	Liquidez de las subastas intradiarias en el mercado español . . . . .	99
Figura 36.	Evolución de la demanda de energía eléctrica, 1970-1999 . . . . .	112
Figura 37.	Demanda anual en Colombia . . . . .	113

# Lista de tablas

Tabla 1.	Cumplimiento de los objetivos . . . . .	19
Tabla 2.	Mercado de energía NORD POOL . . . . .	52
Tabla 3.	Subasta del mercado intradiario . . . . .	57
Tabla 4.	Contratos de negociación . . . . .	59
Tabla 5.	Disponibilidad de productos específicos por áreas . . . . .	62
Tabla 6.	Sesiones intradiarias propuestas . . . . .	70
Tabla 7.	Estructura de un modelo de optimización en GAMS . . . . .	79
Tabla 8.	Datos de generación para la red IEEE 24 Nodos . . . . .	87
Tabla 9.	Datos de demanda para la red IEEE 24 Nodos . . . . .	88
Tabla 10.	Resultados despacho ideal . . . . .	88
Tabla 11.	Datos las líneas para la red IEEE 24 Nodos . . . . .	89
Tabla 12.	Resultados redespacho . . . . .	90
Tabla 13.	Consumo en la etapa del mercado intradiario . . . . .	91
Tabla 14.	Ofertas de los generadores despachables en el mercado intradiario en la primera sesión . . . . .	91
Tabla 15.	Ofertas de los generadores despachables en el mercado intradiario en la segunda sesión . . . . .	92
Tabla 16.	Ofertas de los generadores despachables en el mercado intradiario en la tercera sesión . . . . .	92
Tabla 17.	Resultados de la primera sesión del mercado intradiario compensado . . . . .	93
Tabla 18.	Resultados de la segunda sesión del mercado intradiario compensado . . . . .	93
Tabla 20.	Costos de operación en cada sesión intradiaria . . . . .	94
Tabla 19.	Resultados de la tercera sesión del mercado intradiario compensado . . . . .	94
Tabla 21.	Consumo en la etapa del mercado de balance . . . . .	95
Tabla 22.	Comparación de potencia neta . . . . .	95
Tabla 23.	Ofertas de los generadores despachables en el mercado de balance con regu- lación al alza . . . . .	95

---

Tabla 24. Ofertas de los generadores despachables en el mercado de balance con regulación a la baja . . . . .	96
Tabla 25. Resultados del mercado de balance . . . . .	96
Tabla 26. Total población colombiana y capacidad de generación, 1938-1964. . . . .	111

# Lista de apéndices

Apéndice A. Historia y regulación del sector eléctrico colombiano

---

110

## RESUMEN

**TÍTULO:**

Guía de implementación de un simulador de mercados intradiarios de energía eléctrica.<sup>1</sup>

**AUTORES:**

Shirley Tatiana Arteaga Hernández<sup>2</sup>

María Estéfany Gómez Jaimes<sup>3</sup>

**PALABRAS CLAVE:**

Mercado intradiario, mercado de balance, sesiones intradiarias, mercado eléctrico, despacho de energía.

**DESCRIPCIÓN:**

Con la integración de las energías renovables es necesario un reajuste en el mercado eléctrico colombiano, debido a que la generación a partir de estas es variante y no se puede determinar exactamente, de aquí la necesidad de un mercado a corto plazo y en tiempo real. Actualmente, el mercado eléctrico colombiano se basa en un mercado del día siguiente (“*Day-ahead*”), esto es, se fijan los precios y capacidad de generación el día anterior a la operación.

Sin embargo, otros tipos de mercados son necesarios para asegurar la integración de generación de fuentes intermitentes y la adecuada participación de los agentes. En particular, en este proyecto de grado se estudiará el rol de los mercados intradiario y de balance en los sistemas de potencia modernos. Los mercados intradiarios están basados en subastas discretas donde se puede realizar la negociación de las horas restantes del día de operación; a su vez, es un mercado de corto plazo cercano a la operación en tiempo real del sistema, el cual, mediante un diseño de mercado, busca una formación eficiente de precios que facilita una integración de recursos renovables no convencionales. Por otro lado, mientras que el mercado en tiempo real o de balance es de corto plazo en el que los agentes del sistema pueden realizar transacciones de electricidad para suplir los últimos incrementos residuales de demanda no cubiertos en los programas del día siguiente e intradiario.

Como conclusión, se hace evidente que para introducir nuevos mercados de corto plazo en el mercado eléctrico colombiano, se hacen necesarios cambios regulatorios, así como un ajuste en los actuales mecanismos. A saber, esto últimos deben ser capaces de determinar el precio bolsa de manera eficiente, mantener un alto grado de certeza sobre la generación y cubrir las transacciones de los mercados secundario y de capacidad. A su vez, se hace necesaria la incorporación de tecnologías capaces de efectuar un pronóstico en tiempo real de la demanda y la generación intermitente.

---

<sup>1</sup>Trabajo de grado.

<sup>2</sup>Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Ivan David Serna Suárez. Codirector: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga.

<sup>3</sup>Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Ivan David Serna Suárez. Codirector: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga.

## ABSTRACT

## TITLE:

Guide for the implementation of a simulator of intraday electricity markets. <sup>4</sup>

## AUTHORS:

Shirley Tatiana Arteaga Hernández<sup>5</sup>

María Estéfany Gómez Jaimes<sup>6</sup>

## KEY WORDS:

Intraday market, balance market, intraday sessions, electricity market, energy dispatch.

## DESCRIPTION:

A readjustment in the Colombian electricity market is necessary with the integration of renewable energies because the generation from these is variable and cannot be determined exactly, hence the need for a short-term and real-time market. Currently, the Colombian electricity market is based on a market for the next day ("Day-ahead"), i.e., the prices and generation capacity are set one day before the operation.

However, other type of markets are needed for ensuring the integration of intermittent generation sources and the adequate participation of the agents. Namely, in this degree project studies the role of the intraday and balance markets in modern power systems. Intraday markets are based on discrete auctions where the negotiation of the remaining hours of the day of operation can be carried out; at the same time, it is a short term market close to the real-time operation of the system, which, through a market design, seeks an efficient price formation that facilitates the integration of non-conventional renewable resources. On the other hand, while the real-time or balanced market is a short term market in which system agents can make electricity transactions to supply the last residual increases in demand not covered by the next day and intraday programs.

As a conclusion, it is evident that for the introduction of new short-term markets to the Colombian Power Market, there is the need to make some regulatory changes, as well as an adjustment in the current mechanisms. Namely, the latter should be able to efficiently discover the spot price, to assure a high certainty in the power generation and to cover the transactions that appears in the secondary and capacity markets. At the same time, it is necessary the integration of technologies that are able to made a real time forecast of the demand and the intermittent generation.

---

<sup>4</sup>Research work.

<sup>5</sup>Faculty of Physical-Mechanic Engineering. School of Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering. Advisor: Ivan David Serna Suárez. Co-advisor: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga.

<sup>6</sup>Faculty of Physical-Mechanic Engineering. School of Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering. Advisor: Ivan David Serna Suárez. Co-advisor: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga.

---

# Introducción

La energía es importante para la humanidad y sin lugar a duda, trascendental para el desarrollo de esta. La energía no es solo utilizada para la comodidad de los seres humanos, sino que también en procesos productivos, por lo que el sector eléctrico es de los más importantes y a la vez influyente . En Colombia, el sector energético ha venido evolucionando en las últimas décadas y actualmente, cuenta con un mercado eléctrico basado en precios con un despacho centralizado y con diferentes entes que manejan la regulación, control, supervisión, planeación de expansión y coordinación de operación energética(Comillas, 2018a).

El mercado eléctrico colombiano inicia en los años 90s a partir de los inconvenientes que se presentaron en los años 1991 y 1992 con el fenómeno del niño y el consecuente racionamiento del suministro de energía, así como la implementación de las leyes 142 y 143 de 1994 donde se estructura el sector eléctrico(Corzo Ascanio, 2013). Es en ese momento cuando se crea mercado *spot* de energía eléctrica llamado “bolsa de energía” donde los generadores de todo el país compiten presentando sus ofertas, detallando precio y capacidad de energía a suministrar. El precio *spot* se calcula a partir de un despacho ideal, sin contar con las restricciones de la red y este se hace un día antes de la operación(UPME, 2004).

A nivel mundial, los mercados han evolucionado incorporando tecnologías para negociar excedentes faltantes de energía eléctrica casi en tiempo real a la demanda. En el caso de Estados Unidos se habla de mercados en tiempo real y en Europa de mercados intradiarios(Comillas, 2018a). Estos esquemas tienen un diseño de mercado que facilitan la incorporación de Fuentes de Energía Renovable No Convencional (FERNC), logrando minimizar la incertidumbre entre la cantidad de energía que los generadores se comprometen en entregar y la que entregan realmente (Benavides et al., 2018) .

Con el crecimiento del sector eléctrico en el país, es importante analizar sus componentes y las proyecciones que tiene todo el sistema para los próximos años, sobre todo con la imple-

mentación de nuevas tecnologías, como las FERNC. Por lo tanto, en este proyecto se presenta un estudio y análisis del mercado de energía eléctrica en Colombia, así como la implementación de una herramienta software escrita en GAMS para incorporar energías renovables no convencionales en un mercado eléctrico mediante mercados intradiarios y de balance.

Este proyecto de grado se estructura de la siguiente manera. El capítulo 2 abordara inicialmente el actual mercado eléctrico colombiano y a que se debe la necesidad de una reforma, seguidamente, con el fin de abordar los mercados de corto plazo, se presenta las características más importantes para el diseño de un mercado intradiario y de balance, junto con ejemplos que contextualicen al lector en dichos mercados. A continuación, en el capítulo 3 Como referencia para la elaboración del nuevo modelo de mercado eléctrico, se describe el funcionamiento de mercados internacionales que estén basados en mercados de corto plazo y previamente se comparan con el actual mercado colombiano. En el capítulo 4, se inicia dando a conocer las herramientas de modelización y optimización, continuando con la propuesta de diseño del nuevo modelo de mercado integrando los mercados intradiario y de balance, finalizando con la descripción detallada del modelo en GAMS. Finalmente, en el capítulo 5 se presenta un sistema de potencia como caso práctico del nuevo modelo de mercado, junto con la simulación pertinente en GAMS, los resultados y el respectivo análisis. Y en el capítulo 6 las conclusiones. El trabajo de grado también consta de un apéndice A, donde se recopilan los eventos más importantes en el sector eléctrico a través de la historia.

---

## CAPÍTULO 1

---

# Objetivos

### 1.1 Objetivo general

Desarrollar un esquema metodológico que permita identificar los componentes y herramientas necesarias para la implementación de un simulador de mercados intradiarios y de balance de energía eléctrica.

### 1.2 Objetivo específicos

1. Contrastar la línea temporal y componentes de un mercado de energía eléctrica que incluya un mercado intradiario y de balance con la actual línea temporal y componentes del mercado de energía eléctrica en Colombia.
2. Caracterizar los componentes y mecanismos necesarios para implementar un mercado intradiario y de balance de energía eléctrica.
3. Evaluar el impacto de la implementación de un mercado intradiario en un sistema de estudio.

Tabla 1: Cumplimiento de los objetivos

Objetivos específicos	
1	Cumple
Estudiar el actual Sistema Interconectado Nacional y analizar la implementación de mercados intradiarios y de balance en el mercado eléctrico colombiano.	X
Realizar una línea temporal con la integración de los mercados intradiarios y de balance para un modelo de estudio.	X
Comparar los mercados intradiarios y de balance con el actual mercado de energía eléctrica en Colombia.	X
2	Cumple
Describir el problema de optimización a resolver para realizar el despacho económico de plantas hidráulicas con reservas.	X
Describir el problema de optimización a resolver para realizar el despacho económico de plantas hidráulicas con reservas en los mercados intradiarios y de balance.	X
Escribir una memoria técnica de los elementos y mecanismos fundamentales que constituyen los mercados de energía eléctrica que incluyen mercados intradiarios y de balance.	X
3	Cumple
Buscar y seleccionar un sistema de potencia de ejemplo para realizar la implementación de los mercados intradiarios y de balance.	X
Construir un entorno de simulación en GAMS validado para un caso de estudio con el fin de analizar el funcionamiento del mercado de energía eléctrica primario usando el flujo óptimo DC de potencia (DC-OPF) y considerando solo generación hidráulica con reservas.	X
Construir un entorno de simulación en GAMS validado para un caso de estudio con el fin de analizar el funcionamiento del mercado intradiario y de balance usando el flujo óptimo DC de potencia (DC-OPF) y considerando solo generación hidráulica con reservas.	X
Contrastar los costos de generación y uso de reservas de energía para ambos casos de estudio.	X

---

## CAPÍTULO 2

---

# Modelos de mercado eléctrico

Diseñar un mercado eléctrico puede ser complejo, debido a que es un sistema económico basado en las características de la electricidad y la interconexión en el suministro de esta. En el presente capítulo se analizará la estructura y los modelos que han servido como base para el diseño de un mercado eléctrico competitivo en gran parte del mundo, así como las características técnicas y económicas para el suministro de energía.

## 2.1 Mercados eléctricos

Se puede definir un mercado eléctrico como el ámbito que busca equilibrar la oferta y la demanda de energía mediante transacciones comerciales de corto, mediano y largo plazo entre participantes, y de esta forma abastecer de energía a todo el país pese a la complicación de no poder almacenarla (CND, 2020).

Existen diversas formas de organizar un mercado eléctrico, esto debido a las características económicas y técnicas de la industria eléctrica, así como las necesidades de cada país, es por lo que se hace necesario conocer la operación física del sistema con el fin de mantener equilibrado las ofertas de generación y la demanda en tiempo real. A esto se le suman las actividades de transmisión y distribución que por motivos económicos y ambientales no se fomenta su competencia, pero aun así mantienen un costo elevado (Lozano et al., 2018).

Para diseñar un mercado eléctrico también es necesario definir las funciones de todos los participantes y establecer los mecanismos de operación del sistema y los mecanismos de formación de precios. Los mercados de electricidad siempre han sido artificiales pues funcionan con reglas diseñadas por un regulador, basadas en la teoría de mecanismos (Milgrom, 2011). En (Oren, 2005), (Day et al., 2002), (Moreno et al., 2009) y (Moreno et al., 2010) plantean utilidad de diferentes mecanismos para mejorar la eficiencia y competitividad del mercado, como por ejemplo los mercados de corto plazo, mercados de contratos de largo plazo con diferentes horizontes de operación y mecanismos que aseguran la expansión a largo plazo.

---

### 2.1.1 Clasificación general de mercados eléctricos

Una problemática que se observa al discutir sobre el diseño de un mercado, son las distintas percepciones que se tiene en los participantes de la discusión, planteando ideas y/o interpretaciones diferentes sobre como debe ser el correcto diseño de un mercado competitivo. Por tal motivo se plantea los diferentes modelos de mercado, el funcionamiento y sus componentes, de esta manera se le permite a lector entender las implicaciones de las decisiones de diseño.

**Mercado de comprador único** En este modelo existe solo una entidad compradora (*single buyer*), que se encarga de la compra y venta de toda la energía a nivel mayorista. En cuanto a países que aprobaron la inversión privada y competencia en el submercado de generación con participación de productores independientes de energía, estos ultimo tienen que venderle a la agencia compradora toda la energía producida, habitualmente es una entidad estatal que se encarga de la operación física de las redes de transmisión, distribución y del suministro a los clientes finales (Lozano et al., 2018).

**Mercado mayorista** Las funciones del mercado mayorista que son centradas en la separación de las actividades técnicas y económicas son las siguientes (Avalos and Mellado, 2012):

*Funciones del operador del sistema* Se hacen cargo de la operación y control del sistema eléctrico. Balanceando la demanda y oferta de energía en tiempo real, garantizando el adecuado funcionamiento del sistema.

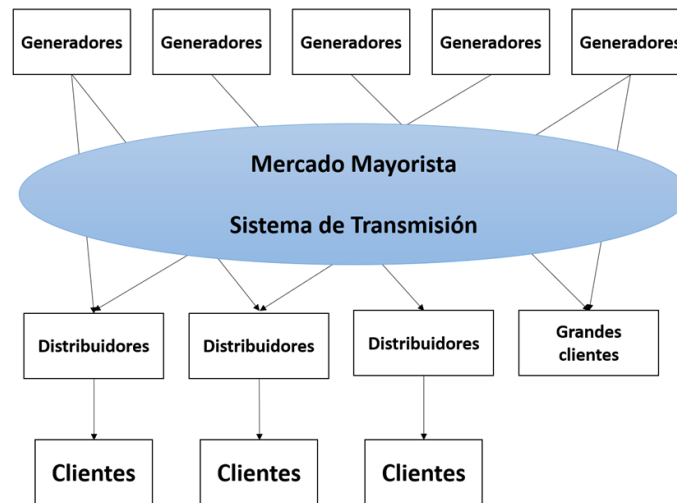
*Funciones del operador del mercado* Existen dos:

1. Operación económica, son las funciones relacionadas con el comercio, la planificación y selección de las transacciones de energía eléctrica en los diferentes horizontes de operación.
2. Operación comercial, administración del mercado.

Dentro de este modelo todos los generadores conectados al sistema eléctrico de potencia compiten en condiciones iguales sea bien por ofertar en el mercado mayorista de corto plazo (*spot market*) o por obtener contratos de venta de energía a largo plazo con las empresas distribuidoras y grandes consumidores (industria), en caso de los usuarios finales pequeños y medianos, estos no tienen libertad de elegir su suministrador. En la figura 1 se observa el funcionamiento del modelo y se evidencia que las compras son realizadas a nivel del mercado mayorista, que como en una bolsa (*pool*), los generadores inyectan y los consumidores retiran energía (Lozano et al., 2018).

En este modelo, los encargados de operar la red de distribución y del suministro de energía son las empresas de distribución. A la vez, pueden realizar contratos de largo plazo con los generadores, lo que les permite estabilizar el precio de sus compras. En mercados donde los distribuidores y grandes consumidores se hacen presentes en el mercado mayorista *spot*, estos toman las mejores ofertas de los generadores, lo que impulsa la participación de corredores en las llamadas bolsas de energía (Lozano et al., 2018).

Figura 1: Mercado eléctrico con competencia mayorista



Nota: El gráfico representa la integración del mercado eléctrico con competencia mayorista.

Tomada del artículo de revista academica El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización (Lozano et al., 2018)

El mercado mayorista adopta diversas formas y esto es debido a los agentes y particularidades del sector eléctrico en cada país, es así como se distinguen dos modelos, el modelo *pool* mencionado anteriormente y el modelo de contrato bilaterales:

*Bolsa de energía* La operación física del sistema esta dado por un operador independiente del sistema (*Independent System Operator*, o ISO por sus siglas en inglés) el cual se encarga de balancear la oferta-demanda en tiempo real, la operación del sistema de transmisión, los servicios complementarios y la tarificación de la transmisión. Mientras tanto, la operación económica se les deja a los agentes del sistema. De este modo existe una bolsa de energía cuya responsabilidad es proveer, con acceso abierto, una forma de comprar y vender energía en un futuro inmediato. Recibidas las ofertas se realiza la casación entre las curvas de demanda y oferta, de esta forma, se obtienen las empresas de generación que entran en servicio, así como la energía que generara cada una de ellas y el precio *spot* del sistema. Toda esta información es enviada al ISO, el cual verifica la factibilidad del programa de despacho. Por último, la operación comercial se realiza como resultado de la operación física y de la operación económica (Avalos and Mellado, 2012).

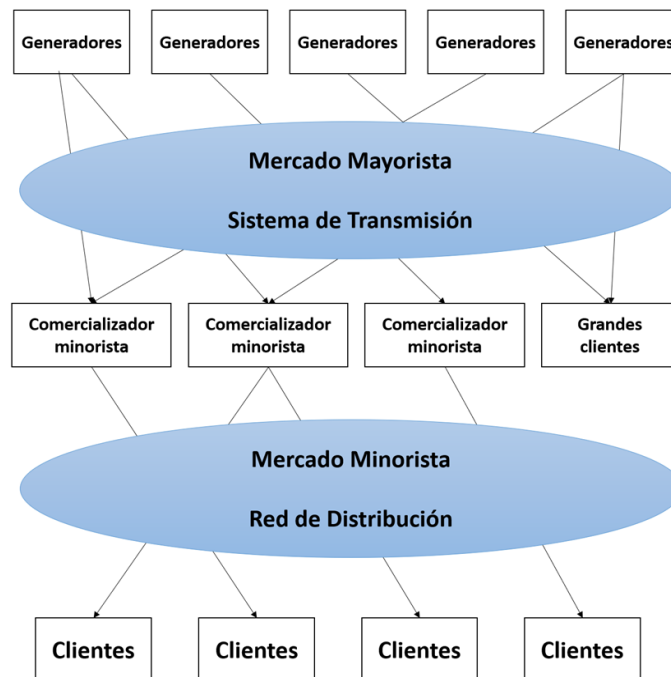
*Contratos* son utilizados en los mercados eléctricos porque dan un flujo de caja predecible para el vendedor, así como ofrece suministro y precios estables al comprador. Estos contratos reducen riesgos del mercado *spot* e incentivan la utilización de nuevas fuentes

de energía. Muchos países de Latinoamérica han implementado mecanismo de mercado a largo plazo, como son (FORUM, 2014):

1. Perú, Chile y Brasil tienen subastas de contratos *forward* de energía pura.
2. Colombia utiliza subastas de contratos con obligaciones firmes y un “cargo por confiabilidad”.
3. En Brasil utilizan subastas de contratos de opción de compra de energía.

**Mercado minorista** Este modelo se basa en sumarle a la competencia del mercado mayorista, el funcionamiento de un mercado minorista, donde las empresas comercializadoras minoristas y/o distribuidoras compiten entre ellas por la venta de energía a los usuarios finales; en algunos casos los distribuidores están limitados a sus funciones de operación en la red de distribución. Una característica importante en este modelo es el hecho que los consumidores finales pueden elegir libremente al suministrador de energía que más le beneficie. Es usual ver que los participantes en este modelo lo hagan también en el mercado mayorista *spot* (bolsas de energía) (Lozano et al., 2018).

Figura 2: Mercado eléctrico con competencia minorista



Nota: El gráfico representa la integración del mercado eléctrico con competencia minorista. Tomado del artículo de revista académica El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización (Lozano et al., 2018)

## 2.2 Modelo del mercado eléctrico colombiano

El sector eléctrico colombiano y principalmente el modelo del mercado, se inspiró originalmente en la bolsa del Reino Unido. El mercado británico, así como muchos mercados europeos, se interesó en mantener una simplicidad y transparencia en el proceso de casación en vez de dar una eficiencia a los formatos de oferta y señales de precio. Así es como Colombia adquirió un mercado eléctrico con precio uniforme uninodal para todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

---

### 2.2.1 *Ofertas de precio y demanda.*

Diariamente las empresas generadoras con despacho centralizado deben antes de las 08:00 horas dar un informe al CND de una única oferta de precio a la Bolsa de energía en valores enteros \$/MWh y la máxima cantidad de potencia neta en MW que el generador puede suministrar al sistema, además dicho precio debe expresarse para las 24 horas de generación. Los generadores de plantas termoeléctricas deben incluir el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y la eficiencia térmica de la planta, los cuales deben informar al CND antes de las 08:00 horas con valores enteros \$/MWh la oferta de precio a la Bolsa de energía y el tipo de combustible más económico. Los precios ofertados por las distintas empresas generadoras son de carácter confidencial entre ellos hasta un día después de la siguiente oferta (XM, 2020b).

---

### 2.2.2 *Pre despacho ideal y despacho programado.*

Teniendo en cuenta la información de la oferta de precio y demanda, el CND empieza la elaboración del pre despacho ideal y el despacho programado. El pre despacho ideal engloba las cantidades de energía asignadas en el despacho a cada planta generadora en condiciones ideales, por esto se considera un sistema de un único nodo, posteriormente se calcula el precio de bolsa. Adicionalmente, se realiza el despacho programado en donde los generadores participan en una subasta de sobre cerrado con la utilización de las transferencias de energía entre empresas generadoras denominado costo marginal, donde las ofertas se ordenan de menor a mayor precio hasta cubrir el total de la demanda de cada periodo horario establecido (XM, 2020b).

---

### 2.2.3 *Operación en tiempo real.*

El CND es el encargado de sostener una operación segura, confiable y económica en el sistema después de ejecutarse el despacho programado, el día siguiente a la subasta el CND comienza a coordinar la realidad operativa.

La operación en tiempo real consiste en atender diferentes aspectos que obtienen variaciones en las condiciones iniciales establecidas, algunas de ellas son los cambios de demanda, eventos en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), modificaciones en las condiciones energéticas, entre otros; los profesionales encargados de la operación en tiempo real deben ajustar las condiciones de demanda, disponibilidad y topología del sistema cada hora del día en curso, teniendo en cuenta la oferta de precio del día anterior (XM, 2020c).

#### 2.2.4 Despacho ideal y precio de bolsa.

El despacho ideal está encargado del recaudo de distribución en las unidades generadoras, de los dineros de arranque y parada, además debe garantizar la utilización de recursos más económicos para cubrir la demanda real teniendo en cuenta disponibilidad comercial y características técnicas de los generadores, así como las TIE de corto plazo y las pérdidas del STN. El precio de bolsa en Colombia es administrado por Compañía expertos en mercados (XM) en la que se vende (generadores) y se compra (comercializadores) energía, se inicia con la recolección hora a hora de información de la generación real y se comercia la energía por medio de transacciones directas de la bolsa de energía, posteriormente el precio de bolsa sólo se verá afectado por la tasa de cambio y la demanda.

Finalmente, en la bolsa de energía se forman los precios del despacho ideal y el precio de bolsa, diariamente los generadores compiten por medio de ofertas de precio y cantidad los cuales son presentados en el ASIC el cual publica varias versiones del precio de bolsa conforme a la información real de datos, para este proceso se asume que la generación y la demanda total del sistema se encuentra en un solo nodo, sin tener en cuenta restricciones eléctricas. A continuación, se presenta la función objetivo a resolver en el despacho ideal (Arenas Hoyos, 2014) (Resolución 051, 2009):

$$\text{mín} \sum_{t \in T} \sum_{i \in G} (P_{ofi} Q_{it}) + P_{ari} \quad (2.2.1)$$

Sujeto a:

$$D_t \leq \sum_{i \in G} Q_{it} \quad (2.2.2)$$

Donde:

$G$	Conjunto de todos los generadores
$i$	Generador del conjunto $G$
$T$	Conjunto con todos los periodos de tiempo a analizar
$t$	Periodo de tiempo del conjunto $T$

---

$Q$	Disponibilidad declarada
$P_{of}$	Oferta de precio en bolsa de energía
$P_{ar}$	Oferta de precio de arranque-parranda
$D$	Demanda

---

### 2.2.5 *Despacho real.*

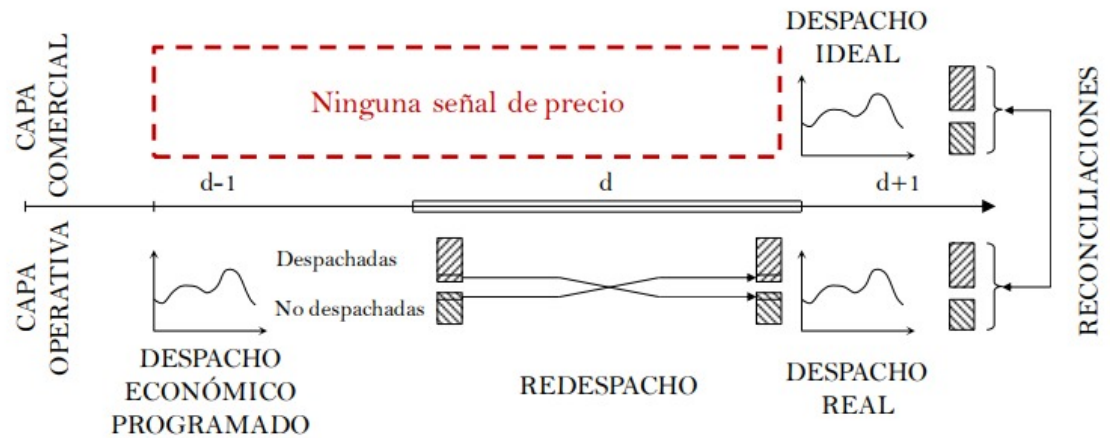
El despacho real incluye las generaciones necesarias para cubrir las restricciones que se presentan en la operación del SIN, garantizando la calidad, seguridad y confiabilidad de la demanda, las restricciones eléctricas varían según la capacidad de infraestructura eléctrica, de demanda y de mantenimiento programados en la red, así como las reglas de seguridad en la programación de los recursos de generación. Las restricciones son analizadas en el despacho económico el cual es ejercido por XM, el propósito del despacho real es cubrir la demanda horaria en el país por lo cual requiere generación de seguridad que supla las restricciones eléctricas del SIN(XM, 2020c).

---

### 2.2.6 *Diseño actual del mercado eléctrico Colombiano*

El diseño actual del mercado colombiano esta integrado por dos capas como se evidencia en la figura 3; en la primera se realizan los cálculos de los precios y las liquidaciones (capa comercial), mientras que en la segunda se desarrolla el despacho y las instrucciones de operación (capa operativa). Dada esta separación, se crea la necesidad de realizar “reconciliaciones” (explicadas posteriormente en esta misma sección), las cuales son realizadas después del periodo de operación(Comillas, 2018b).

Figura 3: Diseño actual del mercado colombiano



Nota: El gráfico representa el diseño del mercado eléctrico colombiano con la separación de la capa comercial y la capa operativa. Tomado del informe final del Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas (Comillas, 2018b)

Como se muestra en la figura 3, en la capa operativa, en el día anterior a la operación, el operador del sistema calcula el despacho económico programado, fijando la operación esperada para el día siguiente, pero sin proporcionar compromisos vinculantes o calcular precios. En este despacho se consideran las restricciones de la red y los criterios de confiabilidad exigidos por el operador. Para minimizar los costos de operación, el despacho debe tener en cuenta ciertos parámetros, entre estos (Arenas Hoyos, 2014):

- Las ofertas por los recursos de generación enviadas diariamente por cada unidad generadora (esta oferta de precio será la misma para todas las horas del día de operación), así como los costos fijos de operación (arranque y parada).
- Las previsiones de la disponibilidad de cada planta generadora, al igual que las ofertas, las unidades generadoras deben declarar diariamente su disponibilidad de forma horaria al operador.
- Las previsiones de la demanda, en caso de que esta aumente o disminuya. El operador las estima semanalmente y se incrementa, añadiendo las pérdidas que se ocasionan en el SIN.

En el día anterior, por parte de la capa comercial, se desarrolla un pre-despacho ideal, donde el operador replica y adelanta el despacho ideal (descrito más adelante) sin generar compromisos vinculantes. Lo que se busca es calcular un precio bolsa, solo utilizado para la coordinación de los mercados eléctricos y de gas (no se presenta ninguna liquidación), y proporcionar información de una posible activación del cargo por confiabilidad (Comillas, 2018b).

En el transcurso del despacho económico programado al tiempo real, el operador re-calcula el despacho económico programado, realizando los redespachos necesarios, estos pueden ser hasta en el tiempo real. Los redespachos se realizan en la capa operativa (evidenciado en la figura 3) puesto que no tienen un impacto económico (no hay compromisos vinculantes ni señales de precio). Para realizar un redespacho se debe cumplir las causas enunciadas en la resolución CREG025-1995 (modificado en la resolución CREG122-1998), entre esas podemos encontrar (Resolución122, 1998):

- ▶ Disponibilidad total de alguna de las unidades de generación despachadas.
- ▶ Cambios topológicos que impliquen cambios en los límites de transferencias de las áreas operativas.
- ▶ Cambios en los valores de la demanda mayores de 20 MW ocasionados por eventos fortuitos.

Con las causas anunciadas anteriormente, un generador que presente indisponibilidad dentro del horizonte de operación y que haya casado en el despacho económico programado, no será remunerado, ni pagará penalización. Existiendo de esta forma un mecanismo que desincentiva las desviaciones del programa de generación, cabe resaltar, que las desviaciones son producto de los cambios que se originan en el programa mayor del 5% y que se comunican hora y media antes de la operación (XM, 2007).

Por último, en la capa operativa se presenta el despacho real, este despacho se lleva a cabo después de realizados los despachos y que se registre por hora las condiciones que ha tenido el sistema; Se realiza el despacho real y se registra lo sucedido en el horizonte de operación de forma horaria. Este despacho difiere un poco del último despacho económico programado por la activación de los servicios complementarios.

Mientras que en la capa comercial se produce el despacho ideal, este despacho toma las ofertas presentadas por las unidades generadoras en el día anterior, pero realiza la casación con la disponibilidad en tiempo real de las unidades junto con la demanda real registrada durante todo el día sin tener en cuenta las restricciones de la red (Cadavid Mazo, 2008). Como resultado del despacho se fija el precio bolsa hora por hora, este es el precio máximo ofertado por las unidades de generación que han sido despachadas en cada hora, más un delta con el que se busca recuperar los costos de arranque y parada. Los resultados del despacho ideal se utilizan para remunerar los participantes en la bolsa y para liquidar los contratos de corto plazo.

Dado que en el despacho ideal fija las condiciones económicas para la capa comercial, pero al no considerar las restricciones de la red, las cantidades de generación puede que no sean las más óptimas y van a diferir con los resultados del despacho económico programado y, en última instancia con los del despacho real; este último fija las condiciones técnicas de la

capa operativa. De esta forma se da lugar a las llamadas reconciliaciones. Hay dos clases de reconciliaciones, positiva y negativa, estas se presentan cuando (Resolución 063, 2000):

*Reconciliación positiva* Se da cuando la generación real es mayor que la generación que resulta del despacho ideal y de esta forma el agente recibe remuneración.

*Reconciliación negativa* Se da cuando la generación real es menor que la generación ideal, en este caso el agente debe pagar una compensación, hasta devolviendo parte de lo ganado en la bolsa.

---

### 2.2.7 Necesidad de reforma del mercado

Dado que el mercado colombiano está basado fuertemente en la generación hidráulica puede hacer frente con bastante facilidad con fluctuaciones a corto plazo, pero ha tenido problemas con las sequías de largo plazo a modo de ejemplo nos enfatizaremos en dos eventos significativos del fenómeno del Niño en los últimos 10 años, (2009-2010 y 2015-2016) donde se presentaron condiciones climáticas récord, temperaturas máximas, sequías, incendios vegetales y disminución del caudal a niveles bajos históricamente para los principales ríos de la región Andina y Caribe (UNGRD, 2016).

En el primer evento el gobierno intervino en el mercado eléctrico, asignando como generadores base a las plantas de carbón y gas que funcionan de manera casi continua, en el segundo evento hubo un alza en el precio *spot* hasta llegar a los 650 \$/MWh lo que reflejaba el uso de plantas diésel. En el país se pronosticaba un fuerte racionamiento en el sector eléctrico esto debido a un incidente que se presentó en una de las grandes centrales hidroeléctricas que contenían el 25 % de las reservas de agua del sistema, sumado al incumplimiento de las obligaciones en firme de una central gasoil donde argumentaban los propietarios que la diferencia entre el precio *spot* y el precio de escasez era tan grande que al cumplir estas obligaciones a lo largo del periodo del niño podrían entrar en bancarrota. El sistema mantuvo el servicio sin apagones ni racionamientos pero dejó en evidencia la necesidad de una reforma (of OXFORD, 2018).

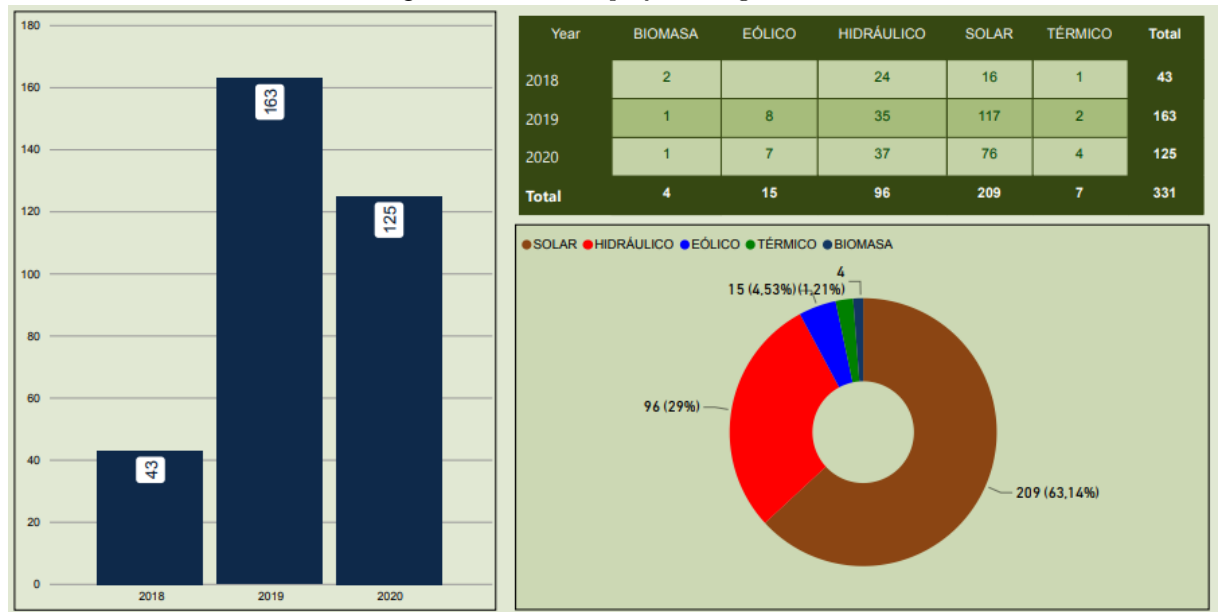
Basados en estos acontecimientos la CREG designó a un panel internacional de expertos analizar las posibles reformas, entre estas:

- ▶ La metodología de cálculo del precio de escasez.
- ▶ Las subastas de cargo por confiabilidad.
- ▶ El establecimiento de un mercado de contratos a corto plazo.
- ▶ El establecimiento de un mecanismo para generar inversiones en la FNCER.

A pesar de todos los inconvenientes, el mercado de energía en Colombia ha conservado los fundamentos de su diseño original, desafiando el hecho de integrar nueva capacidad renovable.

La Ley 1715 de 2014 busca incentivar la gestión eficiente de la energía promoviendo el desarrollo, la utilización y el crecimiento de las FNCER, se puede percibir en la figura 4 el crecimiento de las energías renovables durante los años 2018 hasta 2020 (Ley1715, 2014). Actualmente, pese a los estudios realizados de una planificación energética, con nuevos proyectos en el sector, para producir energía solar y eólica, el mercado no es un gran atractivo para realizar inversiones a dichos proyectos, esto debido a los bajos precios en las subastas de energía firme que no genera los ingresos suficientes para estas tecnologías. Es por esta razón que inversionistas han llamado al gobierno a establecer un nuevo mercado, y un mecanismo que promueva la inversión de las FNCER, argumentando que sin ella la inversión no se podría recuperar (of OXFORD, 2018).

Figura 4: Número de proyectos vigentes

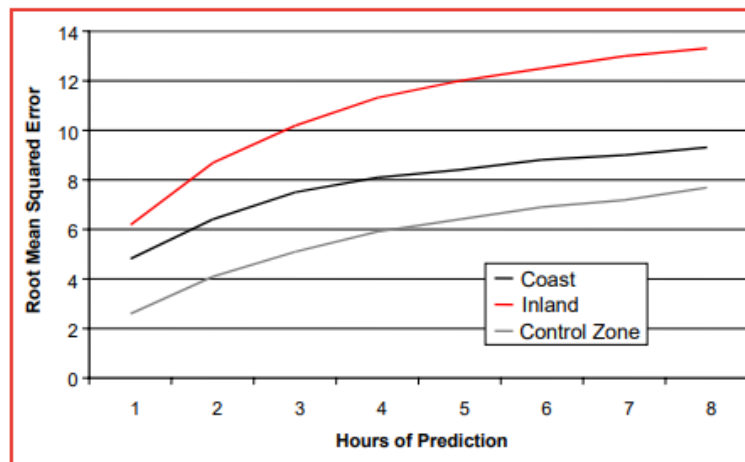


Nota: El gráfico representa el número de los proyectos vigentes de las FNCER. Tomado del Informe de Registro de Proyectos de Generación UPME (UMPE, 2020)

Ahora bien, si se empieza a implementar las nuevas tecnologías de la FNCER pero sin modificar el mercado, estas tendrían inconvenientes en la predicción de los recursos de generación, puesto que dependen muchas veces de variables naturales que son intermitentes y difíciles de predecir hasta unas horas antes de la operación. Tomamos de ejemplo el caso de la velocidad del viento para la generación eólica, como se evidencia en la figura 5 el error en la predicción de dicha tecnología es mayor si se toma en un rango de tiempo mayor, bien sea para zonas costeras, planicies o áreas controladas (Frontier, 2005). De igual forma se presenta este

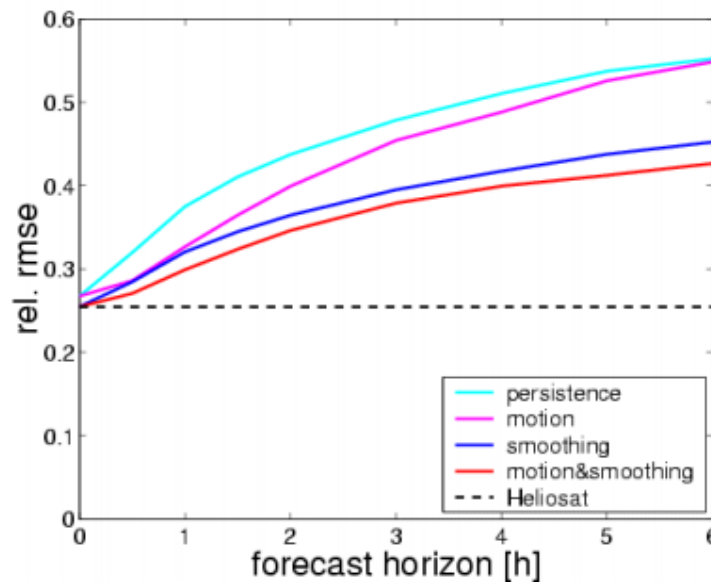
inconveniente en la generación fotovoltaica, esto debido al uso de imágenes satelitales para predecir el movimiento de las nubes, en las horas más cercanas a la operación se obtiene una mejor predicción y mayor aprovechamiento a estos recursos (ver figura 6)(Heinemann et al., 2006).

Figura 5: Error en la predicción de generación eólica



Nota: El gráfico representa el error que existe en la predicción de la generación eólica .Tomado del informe Benefits and practical steps towards the integration of intraday electricity markets and balancing mechanisms (Frontier, 2005)

Figura 6: Disminución del error vs tiempo para un despacho fotovoltaico



Nota: El gráfico representa la disminución del error contra el tiempo para un sistema fotovoltaico.Tomado del documento Forecasting of Solar Radiation (Heinemann et al., 2006)

Para la integración de energías renovables es necesario que tanto los generadores convencionales como los no convencionales estén disponibles a las señales del mercado además de guiar sus estrategias particulares hacia una solución óptima para el sistema. A continuación se definen las mejoras que se deben conseguir para la reforma del mercado colombiano tomadas de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (CREG004B, 2016):

- ▶ Todos los agentes que puedan participar en el despacho vinculante podrán participar en el mercado intradiario además el formato de ofertas del mercado intradiario será el mismo que la del despacho vinculante.
- ▶ Entre las alternativas de diseño e implementación, las casaciones en el mercado intradiario podrían ser entre los agentes o de manera centralizada, en la primera alternativa los agentes tienen la posibilidad de reaccionar a las señales de precio y en la segunda alternativa todos los generadores interesados en cambiar su programa de despacho o adquirir una obligación intradiaria deben tranzar su energía a través de un mecanismo centralizado intradiario.
- ▶ El mecanismo más usado en mercados intradiarios son las subastas las cuales consisten en realizar sesiones intradiarias más cercanas al tiempo real para que aquellos agentes que, debido a razones técnicas o económicas, cuenten con ofertas a un precio más bajo que las que se casaron en el día anterior puedan ponerlas a disposición del operador del sistema.

## 2.3 Mercado intradiario y de balance

Atendiendo la necesidad de una reforma en el diseño del mercado eléctrico colombiano, se propone la integración de nuevos mercados, estos son los mercados intradiario y de balance, por lo que se presenta una descripción de los aspectos fundamentales de cada uno de los mercados, así como sus componentes.

---

### 2.3.1 Mercado intradiario

El mercado intradiario permite que todos los participantes del mercado eléctrico (Compradores/vendedores) puedan ajustar sus mecanismos en un plazo más próximo y casi en tiempo real del consumo de energía, al finalizar el mercado diario. Se mencionan tres casos posibles en la participación del mercado (Cortes and Felipe, 2018):

- ▶ Cuando un generador tenga fallas u cualquier problema técnico, llegando al punto de no poder generar la cantidad de energía a la que se comprometió en el mercado diario,

entra a jugar el mercado intradiario donde el productor puede adquirir dicha cantidad faltante; así este no será penalizado por incumplir sus obligaciones.

- ▶ Al dar a conocer el resultado de la casación entre las curvas de oferta y demanda, un generador que presentó ofertas de venta para el mercado diario y no logro vender, puede participar en el mercado intradiario realizando nuevas ofertas adicionales.
- ▶ El mercado intradiario es de vital interés para los generadores de FNCER como la eólica y la fotovoltaica, ya que a la hora de ofertar en el mercado diario deben tener en cuenta las variables naturales que dificultan la predicción de recursos eléctricos, es por eso por lo que estas predicciones para que sean precisas deben hacerse en un tiempo próximo al uso de energía.

Los aspectos fundamentales que se requieren para el adecuado funcionamiento de un mercado intradiario, se resumen en: El despacho vinculante, las sesiones intradiarias y el mecanismo de balance.

**Despacho vinculante** En (Chaves-Ávila and Fernandes, 2015) se establece: “El mercado intradiario es la regla de mercado complementaria al despacho vinculante”. Para que los agentes cumplan con sus obligaciones, el mercado intradiario es utilizado como complemento del mercado diario. Los generadores del mercado declaran sus ofertas en términos de precios y cantidades, de la valoración de su energía, por parte de la demanda tienen que dar a conocer el precio que están dispuestos a pagar, seguidamente se tiene la casación entre las curvas de oferta y demanda para cada hora del día siguiente, de aquí salen los precios y cantidades que suministrará cada productor de energía para dicho día, a esto se le conoce como generación programada donde se referencia las cantidades a liquidar en las desviaciones según el consumo verdadero. Dichas cantidades son vinculantes, lo cual quiere decir, que los compromisos adquiridos en este mercado serán liquidados posteriormente ya sea bajo una figura de mercado en tiempo real o intradiario (Garnier and Madlener, 2014).

**Sesiones intradiarias** El mercado intradiario está diseñado para ser un mercado continuo o un mercado con subastas por sesiones. Con las variaciones de corto plazo tanto en la demanda como en la generación, no solo llega a aumentar los costos en operación sino que dificulta al operador manejar una buena calidad del servicio eléctrico. Es por lo que la frecuencia de las sesiones dependerá de los cambios en las condiciones del mercado y de los agentes que resulten afectados (Castro and Perez, 2019).

**Mecanismo de balance** Todos los mercados cuentan con un operador encargado de controlar los medios para cumplir con la demanda, autorizando cuando sea necesario

a generadores que se desvíen. Además de esto se cuenta con incentivos para que los participantes del mercado cumplan con sus correspondientes obligaciones y así llevar a cabo la operación del despacho vinculante del día anterior y las sesiones intradiarias. Para esto el precio que deja este proceso debe ser mayor a las transacciones del despacho vinculante y sesiones de intradiario, revisando la diferencia de estos valores (Castro and Perez, 2019). Los mercados intradiarios está integrado actualmente en sesiones de subastas o en un mercado continuo transfronterizo.

**Mercado intradiario por subastas** El mercado intradiario por subasta está basado en subasta discretas donde cada subasta realizara un proceso de casación y despacho del mercado diario volviendo a despachar todo el sistema, pero cambiando el horizonte de operación y utilizando el cierre de la última sesión del mercado, permitiendo a los agentes menor coste de liquidez, todos los agentes de mercado pueden presentar ofertas de venta o adquisición de energía eléctrica al operador del mercado (Comillas, 2018b).

**Mercado intradiario continuo** El mercado intradiario continuo también llamado acoplamiento único intradiario se basa en un sistema informático y en tiempo real al que se le enlazan los distintos mercados intradiarios locales gestionados por los distintos operadores de mercado y del sistema, además ofrece a los agentes del mercado la posibilidad de gestionar sus desbalances de energía permitiendo beneficiarse de la liquidez disponible en los mercados siempre que haya la capacidad suficiente de transporte transfronterizo disponible entre distintos países y zonas del Mercado Interior de la Electricidad que se han acoplado a este mecanismo; las ofertas se podrán realizar justo en el momento de apertura que será el momento en que se cierre la ronda inmediatamente anterior y se casan por orden de llegada, cuando existe una oferta de compra y ventas compatibles se realiza el intercambio, las ofertas aceptadas se realizan con precios por transacción (OMIE, 2020b) (OMIE, 2020a).

El comercio continuo es mas flexible para los agentes, porque permite ajustar la posición en cada momento, en cuanto se origina una nueva información notable, también posee muchas desventajas en comparación con el comercio por subastas en lo que corresponde a la formación de precios. Una mayor frecuencia de subastas permite mas flexibilidad a los agentes para ajustar sus posición lo antes posible y al menor costo posible (Comillas, 2018a).

---

### 2.3.2 *Mercado de balance.*

El mercado de balance también llamado de equilibrio o en tiempo real es un mercado a corto plazo, se utiliza para equilibrar la producción y el consumo de electricidad además de minimizar los costos de equilibrio del sistema antes del uso final. El agente del sistema puede realizar transacciones de energía, cubriendo el aumento restante del plan implementado por los

mercados anteriores; además garantiza que se proporcionen reservas cuando se tenga libertad para ajustar el sistema (Morales et al., 2014).

La forma mas simple de igualar la producción y el consumo y minimizar los costos en una subasta de equilibrio es:

$$\text{Min}_{P_{Bi}^U, P_{Bi}^D} \sum_{i \in \Theta_B} \lambda_{Bi}^U P_{Bi}^U - \lambda_{Bi}^D P_{Bi}^D \quad (2.3.1)$$

$$\text{s.t. } P_B^S + \sum_{i \in \Theta_B} P_{Bi}^U - P_{Bi}^D = P_N^B : \lambda^B \quad (2.3.2)$$

$$0 \leq P_{Bi}^U \leq P_{Bi}^{U,max}, \forall i \quad (2.3.3)$$

$$0 \leq P_{Bi}^D \leq P_{Bi}^{D,max}, \forall i \quad (2.3.4)$$

Donde:

$\lambda_{Bi}^U$  es la oferta de costos de equilibrar el generador i para la producción adicional en la etapa de equilibrio.

$P_{Bi}^{U,max}$  es la capacidad de producción del generador de equilibrio i.

$\lambda_{Bi}^D$  es la oferta de precio del generador de balance i para recomprar en la etapa de balance de producción propia programada en el mercado diario.

$P_{Bi}^{D,max}$  es la cantidad máxima de producción propia programada que el generador i ofrece recomprar en la etapa de equilibrio.

La demanda neta total esta dada por la ecuación 2.3.1 y 2.3.2, donde B es la variable dual asociada con la restricción de equilibrio, es decir, el precio marginal, la ecuación 2.3.3 y 2.3.4 representan la regulación total hacia arriba y hacia abajo proporcionada por los generadores de equilibrio (Morales et al., 2014). A continuación se describen los tipos de mercados de balance.

**Subasta de mercado de equilibrio de precio único** Los mercados de balance son mercados de periodo único y precio único, debido a que se ejecutan minutos antes de la entrega de energía real (por ejemplo, quince minutos antes); existen dos grupos de generadores (Morales et al., 2014):

*Generadores estocásticos* son aquellos generadores sin control en sus niveles de producción, como lo son los generadores solares y fotovoltaicos, generalmente se desvían de su producción programada en el mercado diario.

*Generadores de balance* también llamados generadores de equilibrio son aquellos que tienen control sobre sus niveles de producción de energía eléctrica, además pueden recomprar la energía ya vendida en el mercado diario (regulación a la baja) y pueden vender energía adicional en el mercado de equilibrio (regulación al alza).

La presentación de una oferta de regulación a la baja implica que el generador de equilibrio está dispuesto a disminuir su producción, debido a que sí existe una recompra de energía esta solo es viable si el costo de generación es mayor que el de recompra; por otro lado si existe una oferta de regulación al alza de un generador de equilibrio implica mayor producción de energía eléctrica (Morales et al., 2014).

En la etapa de equilibrio se pueden presentar los siguientes casos:

*Exceso de demanda* si en el momento del equilibrio la demanda neta total excede la generación total programada.

*Exceso de producción* si en el momento del equilibrio la producción total excede la demanda neta total.

Es importante considerar que en un mercado sin producción estocástica, equilibrar los mercados solo serviría para equilibrar las desviaciones derivadas de la demanda y de la línea de transmisión (Morales et al., 2014).

A continuación se presentan los mecanismos para un subasta de mercado de precio único:

*Equilibrio de la subasta con la demanda proactiva* Las demandas proactivas contrarrestan la desviación neta y esto permite obtener una ganancia, además se puede presentar un exceso de demanda donde se vende energía para conseguir ganancias, se ayuda a equilibrar el mercado y se reduce el precio de equilibrio del día anterior o un exceso de producción donde se compra energía a un precio más económico que el precio del día anterior, se ayuda a equilibrar el mercado y se aumenta el precio de equilibrio. Las ofertas también se presentan al mercado mediante demandas proactivas, estas están dispuestas a desviarse marginalmente de su consumo programado por una pequeña ganancia (Morales et al., 2014).

*Equilibrio de la subasta con oferta escalonada* Este modelo de subasta considera ofertas multibloque escalonadas de los generadores, donde estos ofrecen una serie de bloques al aumentar costos marginales de oferta, que representan el costo real de producción de energía.

**Liquidación por desequilibrio de dos precios** Este mercado de balance permite el principio de solución de desequilibrios de acuerdo con el precio de dos, se busca desviaciones en signo opuesto al desequilibrio del sistema el cual será remunerado con un precio de mercado de

equilibrio que es más conveniente que el precio del mercado diario. Por otro lado las desviación de los generadores estocásticos son liquidados al precio del día anterior, es decir al precio de equilibrio menos favorable (Morales et al., 2014).

El modelo de subasta para el mercado de equilibrio es igual al caso del precio único, pero su diferencia es en cuanto a como se aplican los precios de los generadores de balance y los generadores estocásticos, por esto tenemos:

*Exceso de demanda* Si un generador estocástico produce menos que su programa diario tiene que comprar energía, este generador aumenta el desequilibrio total del sistema y este intercambio se liquida al precio menos favorable para el productor, lo que indica ingresos negativos para la recompra de energía en el mercado de balance.

*Exceso de producción* Si un generador estocástico sobreproduce energía respecto al mercado diario, tiene que vender el excedente, la energía adicional se vende a un precio mas bajo que el precio del mercado diario, por lo que resulta una pérdida.

**Subasta de equilibrio restringida por la red** La subasta de equilibrio con restricciones de la red se considera a través de la representación de flujo de carga CC, se puede formular como:

$$\underset{P_{Bn}^U, P_{Bn}^D}{Min} \sum_{n \in \Theta_N} \lambda_{Bn}^U P_{Bn}^U - \lambda_{Bn}^D P_{Bn}^D \quad (2.3.5)$$

$$s.t. P_{Bn}^S + P_{Bn}^U - P_{Bn}^D - P_{Bn}^B = \sum_{m \in \Theta_{N(n)}} B_{nm} (\delta_n - \delta_m) : \lambda_n^B, \forall n \quad (2.3.6)$$

$$0 \leq P_{Bn}^U \leq P_{Bn}^{Umax}, \forall n \quad (2.3.7)$$

$$0 \leq P_{Bn}^D \leq P_{Bn}^{Dmax}, \forall n \quad (2.3.8)$$

$$B_{nm} (\delta_n - \delta_m) \leq C_{nm}^{max}, \forall n, m \in \Theta_{N(n)} \quad (2.3.9)$$

$$- B_{nm} (\delta_n - \delta_m) \leq C_{nm}^{max}, \forall n, m \in \Theta_{N(n)} \quad (2.3.10)$$

$$\delta_1 = 0 \quad (2.3.11)$$

Donde:

$P_{Bn}^S$  es el nivel de producción del generador de equilibrio en el nodo n según lo programado en el mercado diario.

$P_{Bn}^U$  es el aumento en la producción del generador de equilibrio en el nodo n en el mercado de equilibrio.

$P_{Bn}^D$	es la disminución en la producción del generador de equilibrio en el nodo n en el mercado de equilibrio.
$B_{nm}$	es el valor absoluto de susceptancia (constante física) de la interconexión entre los nodos n y m.
$\delta_n$	es el ángulo de voltaje (variable de estado) en el nodo n.
$C_{nm}^{max}$	es la capacidad de interconexión entre los nodos n y m.
$P_{Nn}^B$	es la demanda neta (demanda menos producción estocástica) en el tiempo de equilibrio en el autobús n.
$\Theta_N$	es el conjunto de nodos.
$\Theta_{N(n)}$	es el conjunto de nodos adyacentes al nodo n.

Su función objetivo es el costo de equilibrio presentado por la ecuación 2.3.5 las restricciones de igualdad 2.3.6 hacen cumplir el balance de energía por nodo de la red de transmisión, las ecuaciones 2.3.7 y 2.3.8 son los límites en incrementos y decrementos de los niveles de producción de los generadores, las ecuaciones 2.3.9 y 2.3.10 son las desigualdades que aseguran la transferencia de energía entre los nodos n y m, finalmente la ecuación 2.3.11 es el ángulo de referencia con ángulo cero (Morales et al., 2014).

El resultado es un modelo de optimización con flujos que satisfacen la capacidad de la red y producen precios marginales los cuales son el costo de la electricidad en cada nodo. En caso de una congestión en la red los precios ejecutados por las demandas exceden los ingresos obtenidos por equilibrar los generadores, lo cual produce un excedente de comercialización para la red que será administrada por el operador del mercado (Morales et al., 2014).

---

## CAPÍTULO 3

---

# Experiencias Internacionales

Cada país tiene un diseño de mercado diferente, adaptándose a la situación de la región, es por esto, que existen mercados con reglas específicas y únicas, así mismo, se pueden encontrar similitudes entre estos, ya sea bien en las ofertas, en el proceso de trazado, en normativas y tiempos de apertura o cierre. A continuación, se presentará algunos mercados de EE. UU. y de Europa, resaltando principalmente la utilización de sesiones intradiarias, tales como: PJM, CAISO, EPEX, NORDPOOL, OMIE, NYISO, XBID. Posteriormente estos serán comparados con el actual mercado colombiano, identificando soluciones que permitan ajustarse los nuevos elementos con la vigente regulación en Colombia.

### 3.1 PJM

PJM cuenta con un mercado eléctrico, el cual representa la mayor parte de los costos de electricidad al por mayor (63%). La Interconexión PJM es una Organización Regional (RTO) que forma parte de la red de Interconexión del Este de Estados Unidos, también es el operador de la red de transporte (TSO, *Transmission System Operator*), y mantiene acuerdos con los propietarios de la red, cuya propiedad es independiente de PJM. Es la encargada de la operación del sistema eléctrico de transporte que conecta con Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el distrito de Columbia (PJM, 2020).

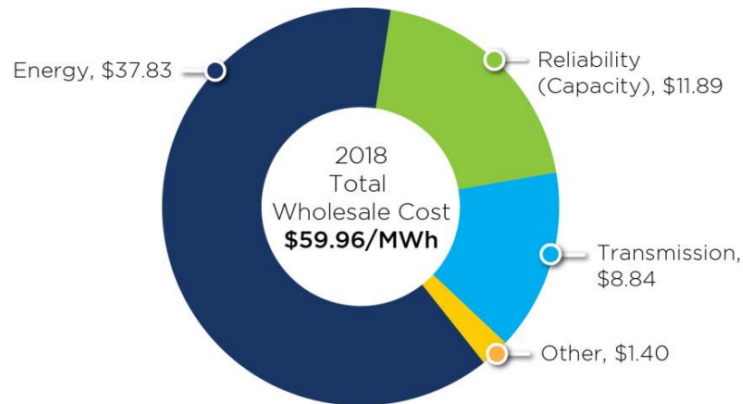
Figura 7: Operadores RTO de EEUU



Nota: El gráfico representa los operadores RTO que existen en Estados Unidos. Tomado de la página web PJM Home (PJM, 2020)

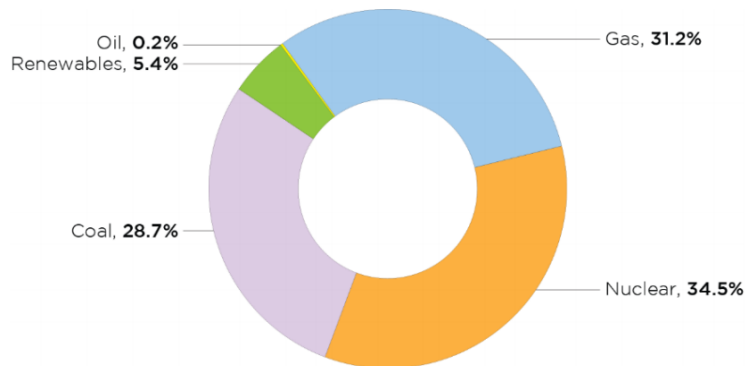
Este mercado funciona de forma similar a una bolsa de valores, donde se iguala la demanda de electricidad con las ofertas para proporcionarla. PJM siendo operador del mercado, se encarga de equilibrar las necesidades de todos los participantes del mercado, así como garantizar una participación justa, abierta y equitativa, donde se monitorea dichas actividades. Cabe resaltar que este mercado se divide en dos: Mercado *day-ahead* y mercado *spot*; la dinámica que manejan es la misma, donde comparan las ofertas de producción con las de consumo de energía, de este modo garantizan la entrega efectiva de energía en cada momento y lugar.

Figura 8: Tamaño relativo de los componentes del costo mayorista, 2018



Nota: El gráfico representa los componentes del costo mayorista. Tomado de página web Markets at a Glance PJM (PJM, 2018)

Figura 9: Porcentajes de distribución de tipos de energía de PJM.



Nota: El gráfico representa los porcentajes de distribución de los tipos de energía en PJM. Tomado de página la web The Value of Markets PJM (PJM, 2018)

### 3.1.1 Mercado DAY-AHEAD

El mercado *day-ahead* se comporta “a plazo”, es decir, que los precios calculados serán utilizados a futuro, en este caso, al día siguiente. Los precios calculados por hora se basan en las ofertas de los consumidores de energía, así como de los agentes comercializadores y toda transacción financiera relacionada con el mercado.

PJM iguala las ofertas (llamadas "liquidación" del mercado) del vendedor de menor a mayor precio hasta que satisfaga la demanda de electricidad, más algunas reservas. Todas las ofertas autorizadas o no, establecen una posición financiera en el mercado del día por delante. Cualquier desviación de las cantidades autorizadas en el mercado de día en adelante se liquida en el mercado en tiempo real (PJM, 2020).

---

### 3.1.2 Mercado en tiempo real

Este mercado busca satisfacer las necesidades de electricidad en tiempo real, comportándose como un mercado *spot*, esto quiere decir que la energía eléctrica se obtiene y entrega de forma inmediata. La oferta y la demanda se combinan y los precios se calculan cada cinco minutos para más de 10,000 puntos de precios diferentes según las condiciones reales de funcionamiento de la red (PJM, 2020).

PJM al contar con un mercado en tiempo real, debe estar siempre informado de las fluctuaciones en la generación, la demanda y la transmisión de todo el sistema eléctrico; de este modo los generadores sabrán cuanta energía generar, por medio de una señal electrónica que se les envía cada cinco minutos. Cada agente que se compromete con PJM y cumple con sus obligaciones, es compensado. De acuerdo con lo programado, a los generadores se les paga el precio diario y cuando este tenga excedentes de la cantidad programada, este excedente se le pagara al precio en tiempo real. Si un proveedor se desvía de las instrucciones de PJM, es multado.

Este mercado está desarrollado para minimizar el coste total de producción sujeto a ciertas restricciones, para lo cual es necesario pasar los datos del mercado al modelo de la red, realizar el despacho económico, calcular el flujo óptimo de carga y aplicar un análisis de contingencias. De esta forma se aseguran las condiciones de seguridad de las ofertas casadas (PJM, 2020).

---

### 3.1.3 Mercado de capacidad

También llamado Modelo de Precios de Confiabilidad (RPM), tiene alrededor de un veinte por ciento del costo mayorista. PJM además de contar con un mercado que satisface las necesidades a corto plazo, también se prepara para el futuro con el mercado de capacidad. Este mercado se implementa para asegurar suficiente suministro de energía en los próximos tres años, con una demanda máxima.

Cada año, PJM realiza una subasta competitiva para obtener estos suministros de energía futuros al precio más bajo razonable. La capacidad es el compromiso de los recursos para entregar electricidad o limitar la demanda de electricidad cuando se necesitan, particularmente en una emergencia (PJM, 2020).

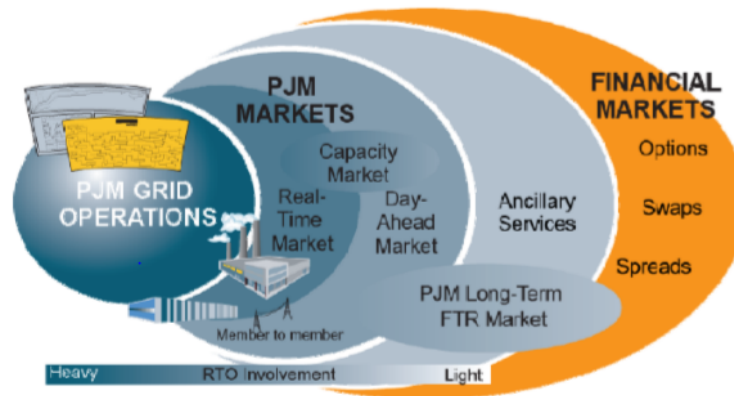
Los participantes que vendan en subasta su capacidad futura “aclaran” la subasta. Se deben aprobar recursos de generación para ser ofrecidos en el mercado para el año de sus obligaciones y en caso de emergencia de PJM se comprometen actuar, ya sea en las condiciones más extremas. De esta forma PJM garantiza un servicio confiable en el futuro.

---

### 3.1.4 Mercados de servicios auxiliares

PJM cuenta con recursos de regulación y de reservas, que se denominan servicios auxiliares; esta parte en todo mercado eléctrico es importante debido a que la electricidad producida se debe consumir al instante, de este modo, fluye continuamente la electricidad con la demanda. Cualquier tipo de fluctuación o imprevisto a corto plazo puede ser corregido por la regulación; los proveedores de este servicio ajustan el consumo según una señal automatizada. Pueden ser generadores listos para prestar su servicio o consumidores que tienden a disminuir su consumo, esta respuesta se debe dar en un lapso de 10 o 30 minutos. Estas reservas operativas también ayudan a equilibrar el sistema en situaciones de emergencia (PJM, 2020).

Figura 10: Estructura de los mercados PJM



Nota: El gráfico representa la estructura de los mercados PJM. Tomado de la página web PJM Home (PJM, 2020)

## 3.2 CAISO

CAISO es un RTO/ISO encargado de administrar el sistema eléctrico de California, es uno de los nueve operadores independientes de EE. UU. Estos suministran más de 2.2 millones de gigavatios-hora cada año y supervisan más de 270,000 millas de líneas de transmisión de alta tensión, de esta forma manejan dos tercios de la red del país CAISO (2020).

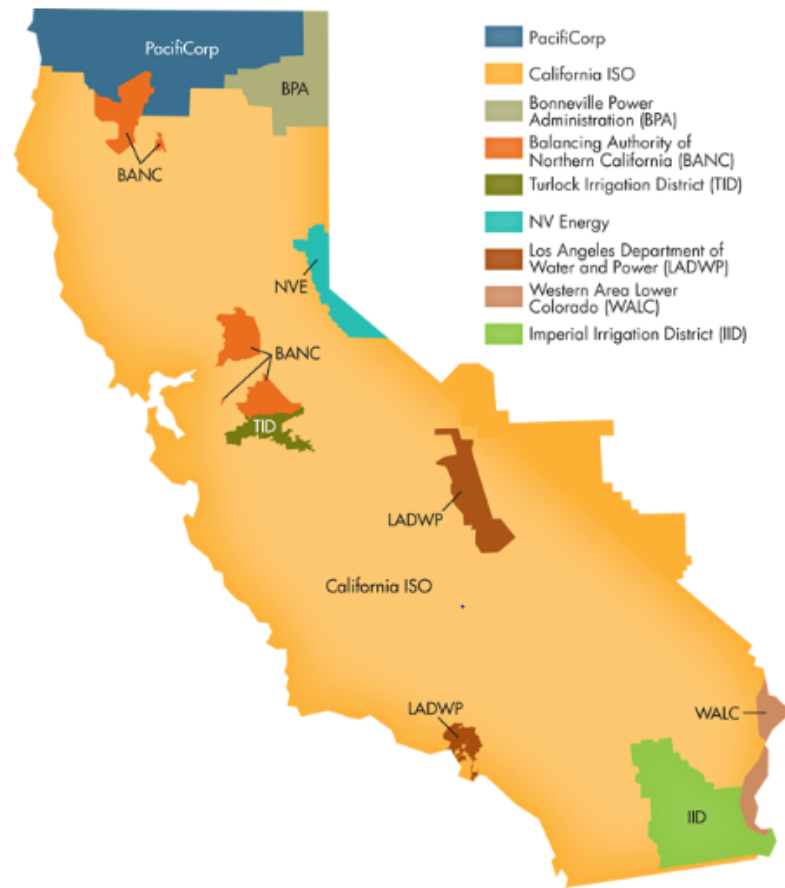
Figura 11: Ubicación operador del sistema eléctrico de California ISO



Nota: El gráfico representa el operador del sistema eléctrico de California ISO. Tomado de página la web California ISO - Entendiendo al ISO (CAISO, 2020)

El 80 por ciento del flujo eléctrico en California y una pequeña parte de Nevada es manejado por CAISO, el cual tiene un sistema de transmisión de alta tensión y larga distancia, suministrando energía a 30 millones de usuarios a partir de todos los generadores privados de la zona y algunas empresas de servicios públicos municipales. Esta red es una de las más grandes del mundo, aparea la generación con la carga, y mantiene la frecuencia de la electricidad en la red, aun bajo condiciones climáticas extremas o desastres naturales (CAISO, 2020).

Figura 12: Red del ISO



Nota: El gráfico representa la red del ISO. Tomado de página la web California ISO - Entendiendo al ISO (CAISO, 2020)

### 3.2.1 Mercado del día siguiente

Este mercado consta de tres mercados que funcionan de forma secuencial:

- En el primero se realiza un ensayo de mitigación del mercado de energía, para las licitaciones que no pasen este ensayo se deben ajustar a límites predeterminados.
- Seguidamente, se establece la capacidad necesaria para suplir la demanda a futuro a cargo del mercado integrado de futuro.
- Por último, por medio de un compromiso de unidad residual, se asigna los generadores necesarios para el día siguiente. Los precios del mercado se fijan por medio de licitaciones.

Cabe resaltar que el modelo completo de la red analiza los recursos activos de transmisión y generación, en nodos individuales o lugares de la red donde se intercepten las líneas de transmisión y generación eléctrica, para de esta forma calcular la energía mínima que supla la demanda.

Las licitaciones del día siguiente y la programación se abren siete días antes, cierran el día anterior de la operación y se publican los resultados a la 1:00 de la tarde o antes de la operación. Los Coordinadores de Programación (SC, por su sigla en inglés), entidades que tienen permitido realizar transacciones en el mercado CAISO (CAISO, 2020).

---

### 3.2.2 *Mercado en tiempo real*

El mercado en tiempo real es en donde las compañías de servicios públicos compran energía para cubrir los incrementos que no se proveen en lo programado del mercado del día siguiente, así mismo, asegura las reservas y las mantiene a disposición de CAISO para cuando se necesite estabilizar el sistema.

La programación de este mercado es la siguiente: Se abre el día anterior de la operación a la 1:00 de la tarde, se cierra 75 minutos antes de la hora de operación y los resultados se publican 45 minutos antes de la hora de la operación. Asignando generadores cada 5 y 15 minutos (CAISO, 2020).

---

### 3.2.3 *Servicios auxiliares*

Los servicios auxiliares son utilizados para mantener la estabilidad del sistema eléctrico, entre estos están: regular hacia arriba, regular hacia abajo, reserva activa y reserva pasiva.

La energía de regulación es utilizada en el control de la frecuencia, se busca mantenerla en una banda estrecha de 60 [Hz], debido a que esta varía cuando los generadores cambian su cantidad de producción, estos datos se obtienen mediante señales de control automáticas. Los recursos que proporcionan la regulación son certificados por el ISO.

En cuanto a las reservas, la activa es la capacidad de reserva que proviene de la generación conectada o sincronizada a la red; pueden entregar energía por 10 minutos, cuando éstas sean necesarias. Y la reserva pasiva es la capacidad de energía que se puede sincronizar con la red y ajustarse a una carga especificada en un plazo de 10 minutos (CAISO, 2020).

---

### 3.2.4 *Derechos de ingresos de congestión (CRR, por su sigla en inglés)*

Los CRR, son herramientas financieras que ayudan a descongestionar el mercado del día siguiente compensando costos; estas son suministradas por medio de asignación, subastas y transacciones bilaterales, y se liquidan de acuerdo con el costo marginal de la congestión (CAISO, 2020). Para las CRR, se le cobra al titular si la congestión se produce en el sentido opuesto que la obligación y se le paga a su titular cuando la congestión es en la misma dirección.

---

### 3.2.5 Licitación de convergencia

También llamada licitación virtual, pone presión sobre los precios de los mercados de día siguiente y tiempo real para que converjan. Mediante el proceso de licitación de convergencia los participantes del mercado pueden comprar o vender energía en el mercado del día siguiente, con la condición de comprarla o venderla en el mercado de tiempo real. No es necesario que dichas licitaciones sean cubiertas con activos físicos (CAISO, 2020).

### 3.2.6 EPEX

Desde abril del 2016 se forma EPEX SPOT al unirse dos operadores de mercado eléctrico como lo son APX Y EPEX (*European Power Exchange*), la primera era una compañía privada que operaba en los mercados eléctricos del Reino Unido (*APX power UK*), Holanda (*APX Power NL*) y Bélgica (*BelpeX*). En cuanto a la segunda, operaba en Francia, Alemania, Austria y Suiza.

Figura 13: Mercados EPEX SPOT



Nota: El gráfico representa los mercados EPEX SPOT. Tomado de la página web EPEX SPOT (SPOT, 2020a)

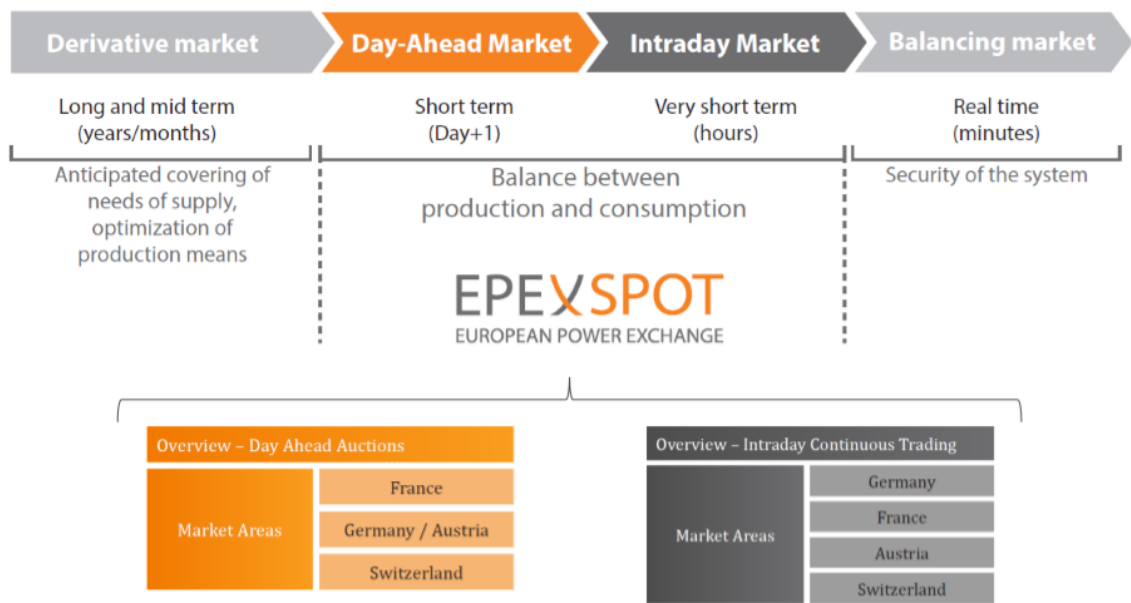
EPEX SPOT opera ahora el mercado *spot* de energía eléctrica para Austria, Bélgica, Francia, Alemania, Gran Bretaña, Luxemburgo, los Países Bajos y Suiza. Este mercado forma parte de EEX GROUP un grupo que atiende mercados internacionales, busca crear un mercado paneuropeo. En 2018, sus 289 miembros intercambiaron 567 TWh, un tercio del consumo de los países. El 49 % de su patrimonio está en manos de HGRT, una explotación de operadores de sistemas de transmisión (SPOT, 2020b).

El mercado tiene una plataforma donde sus miembros negocian intercambios, allí se puede

enviar pedidos de compra y/o poder vender, todo esto queda registrado y reflejan la oferta y la demanda de un área de mercado específica, en un tiempo determinado. Según la cartera de pedidos, los intercambios de energía calculan un precio de mercado; los intercambios reflejan información del mercado y da como resultado una competencia grande, abierta y transparente. El mercado operado como Bolsa tiene varias ventajas, entre estas, transparencia, precio de referencia único, anonimato, seguridad de pago y entrega.

EPEX SPOT opera los mercados diarios y intradiarios más líquidos de Europa, estos cumplen diferentes propósitos y conforman la columna vertebral del mercado.

Figura 14: Línea del tiempo de EPEX SPOT

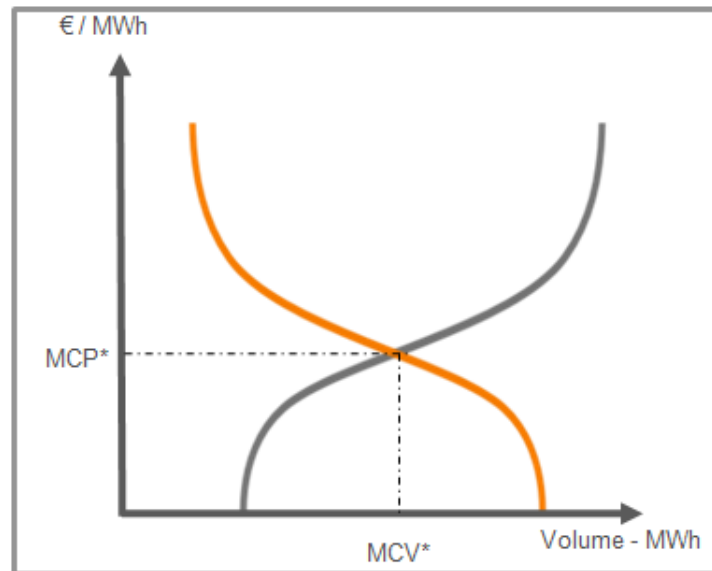


Nota: El gráfico representa la línea temporal del mercado EPEX SPOT. Tomado de la página web EPEX SPOT (SPOT, 2020a)

### 3.2.7 Mercado diario

Se basa en una subasta a ciegas realizada una vez al día durante todo el año, cada hora del siguiente día se negocia en esta subasta. Los participantes deben registrar sus ofertas antes de las 12:00 (11:00 para suiza), una vez se tengan todas las ofertas se inicia el algoritmo; en función de las órdenes de compra se establece una curva de demanda y en función de las órdenes de venta se establece una curva de oferta, estas curvas se denominan curvas de agregadas. El precio de compensación del mercado (MCP), que refleja la oferta y la demanda, se encuentra en la intersección de ambas curvas (SPOT, 2020a).

Figura 15: Casación de curvas del mercado EPEX SPOT



Nota: El gráfico representa la casación de las curvas EPEX SPOT. Tomado de la página web EPEX SPOT (SPOT, 2020b)

El resultado de las ofertas determina las transacciones, es decir acuerdos legales vinculantes para comprar o vender una cantidad acordada de energía y en un área definida por el precio igualado (o "compensado"); este precio nunca puede ser mayor que el precio de compra dado por el comprador o menor al precio de venta dado por el vendedor. Una subasta tiene la ventaja de reunir liquidez en un momento dado, al tiempo que ofrece total transparencia en los Volúmenes de Compensación del Mercado (MCV) negociados (SPOT, 2020a).

La subasta EPEX SPOT *Day-Ahead* está integrada en el acoplamiento multirregional (MRC) que abarca los países bálticos, Europa Central y Occidental, Gran Bretaña y los países nórdicos.

---

### 3.2.8 Mercado intradiario

Es un mercado de operación continua, es decir las 24 horas del día opera entregando la energía el mismo día, la energía se comercializa hasta 5 minutos antes de la entrega y mediante contratos por hora o trimestre. De esta forma los participantes de este mercado pueden hacer ajustes de última hora a sus ofertas y equilibrar sus posiciones más cerca del tiempo real. El comercio transfronterizo es esencial en el comercio intradía, y los mercados intradía europeos están conectados a través de la solución XBID (SPOT, 2020a).

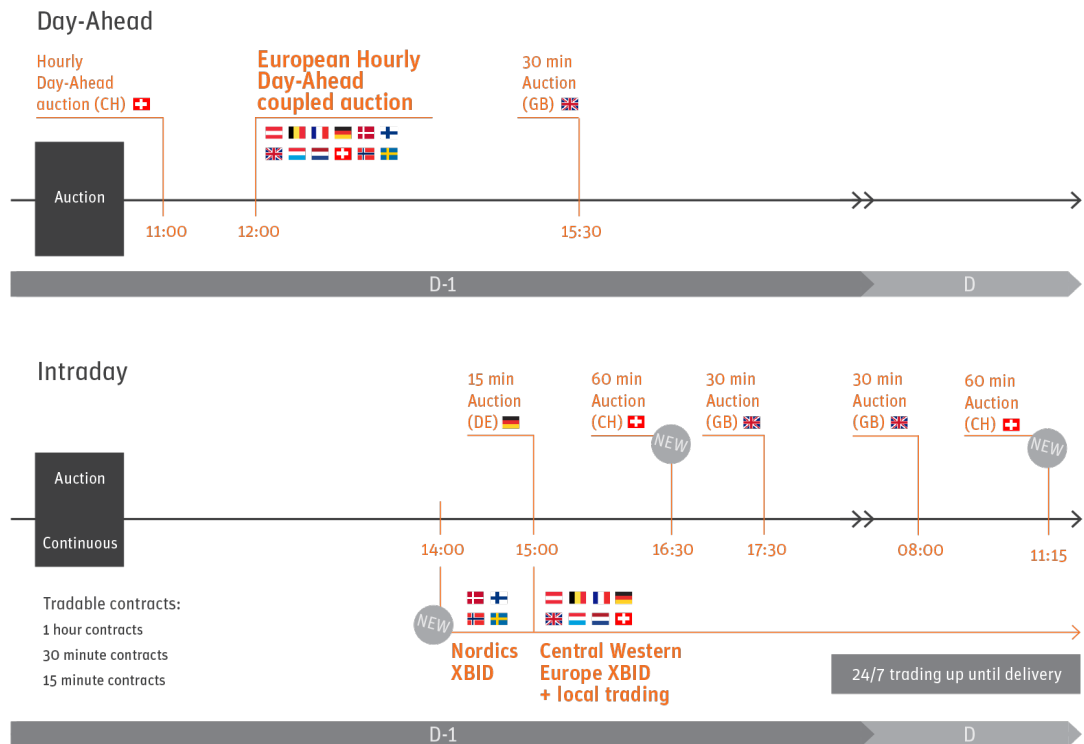
---

### 3.2.9 Compensación y liquidación

Las transacciones son autorizadas y liquidadas por ECC, la cámara de compensación líder para productos energéticos y básicos en Europa. ECC realiza todos los flujos de pago entre el vendedor y el comprador (liquidación financiera) y garantiza la entrega de la electricidad comercializada (liquidación física). Cuando se completa una operación en la plataforma del mercado, la transacción se liquida y se compensa; la compensación es la forma de asegurar el cumplimiento del contrato.

Como centro de intercambio especializado en mercados de productos físicos, ECC trabaja junto con una red de Operadores de Sistemas de Transmisión (TSO) y registros, apoyando varios proyectos de acoplamiento de mercado para conectar los mercados energéticos europeos (SPOT, 2020a).

Figura 16: Subastas por hora de Mercados energéticos.



Nota: El gráfico representa las subastas por hora de los mercados energéticos. Tomado de la página web EPEX SPOT (SPOT, 2020b)

## 3.3 NORD POOL

Con la desregulación de los mercados eléctricos nórdicos en los noventa, se integró un nuevo mercado llamado NORD POOL, teniendo propiedad de cada operador de red en estos países,

así mismo, los países bálticos se unieron a este nuevo esquema. NORD POOL es el mercado de energía más grande de Europa, operando en Noruega, Suecia, Finlandia, Dinamarca, Lituania, Letonia, Estonia, Alemania y Reino Unido. Además, presta sus servicios de información en Polonia, Croacia y Bulgaria (NORDPOOL, 2017).

Este mercado se basa en que la misma oferta y demanda definan el precio y el despacho, es por eso por lo que a diferencia de EPEX tiene precios según la zona, teniendo en cuenta las restricciones de la red; de esta forma se tiene un mercado con diferentes precios de energía.

Tabla 2: Mercado de energía NORD POOL

Mercado	Operador
Noruega	Statnett
Suecia	Svenska kraftnat
Finlandia	Fingrid
Dinamarca	Energinet
Estonia	Elering
Lituania	Litgrid
Letonia	Ast

Nota: Información tomada de la página web Find out more about Europe's leading power market (NORDPOOL, 2017)

Hay dos tipos de mercado con los que opera, un mercado diario (*Elspot*) y un mercado intradiario (*Elbas*), en ambos se calcula el precio para las diferentes zonas de mercado. La liquidación es automática con NORD POOL actuando como contraparte para todas las operaciones (NORDPOOL, 2017).

Para 2016 operó transacciones por 505 TWh, 391 TWh fueron negociados en el mercado del día siguiente, 5 TWh en el mercado intradiario y 109 TWh en el mercado del día siguiente del Reino Unido (NORDPOOL, 2017).

### 3.3.1 Mercado diario

Para el mercado diario los participantes venden y compran energía durante las siguientes 24 horas de una subasta cerrada, los pedidos son combinados para tener en cuenta las limitaciones de la red de cada operador; maximizando su eficiencia y ofreciendo un mercado confiable y estable. Estableciendo precios por hora para cada una de las zonas del mercado.

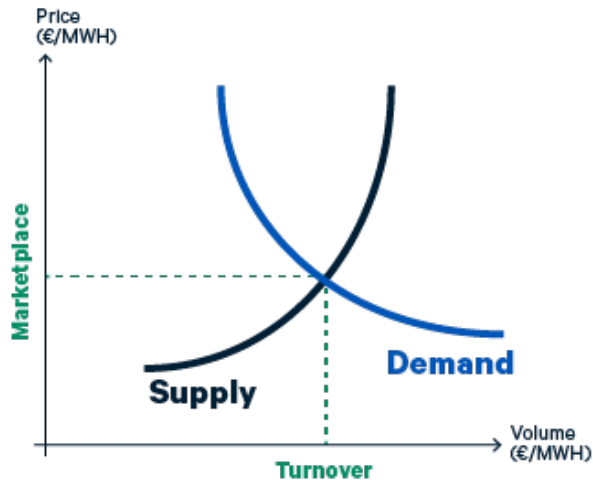
NORD POOL permite la participación de más de 300 compradores y vendedores, en 14 países y en 21 zonas de oferta; realizando 2000 pedidos cada día y comercializando anualmente aproximadamente 500 TWh. El resultado del mercado diario se utiliza como base en las próximas 24 horas, para aplicar cambios en el mercado intradiario de NORD POOL (NORD-POOL, 2020).

El proceso de este mercado empieza a las 10:00 CET cuando se publican las capacidades

disponibles, los participantes (compradores y vendedores) tienen hasta las 12:00 CET para enviar sus ofertas a NORD POOL para la subasta y el horario de entrega del día siguiente. Cada oferta enviada se combina con el resto a través de un algoritmo llamado Euphemia, a este proceso se le llama acoplamiento del mercado paneuropeo (el acoplamiento de un día por delante (SDAC)). Los precios de compensación se anuncian al mercado a las 12:42 CET, tras la publicación de precios se les comunica a los participantes los resultados de forma individual; una vez NORD POOL dé las operaciones del proceso de liquidación de desequilibrios en cada país, las obligaciones de energía se deben efectuar.

De la combinación de ofertas, sale un precio para cada hora y cada zona, la oferta sale de la casación de las curvas para el precio de venta y precio de compra, teniendo en cuenta restricciones de la red.

Figura 17: Casación de curvas con restricciones de la red



Nota: El gráfico representa la casación de curvas con restricciones de la red. Tomado de la página web NORDPOOL (NORDPOOL, 2020)

---

### 3.3.2 Mercado intradiario

El mercado intradiario es de operación continua, la negociación de energía se hace las 24 horas del día una hora antes de la entrega, incluso hasta en la hora de entrega. Los precios se ordenan por llegada, donde los mejores precios son los primeros, en este caso, el precio de compra es más alto y el precio de venta más bajo.

En NORD POOL el mercado intradiario trabaja a la par del mercado diario, de esta forma se mantiene un equilibrio entre la oferta y la demanda, debido a que este opera casi en tiempo real al consumo. Con las nuevas tecnologías y el uso de las energías renovables, la

participación en el mercado intradiario se ha vuelto de interés, principalmente para aquellos con producción intermitente o participantes que tengan cambios inesperados en el consumo y cortes; uno de los beneficios de este mercado es reducir la necesidad de reservas y costos asociados (NORDPOOL, 2020).

Las capacidades en el sistema intradiario las proporcionan los gestores de sistemas de transporte (GRT) y las determinan los GRT pertinentes después de los resultados de flujo de la subasta diaria. La asignación de las capacidades varía y depende de los procedimientos operativos y los acuerdos entre los GRT en las diferentes fronteras, las capacidades intradiarias se manejan de forma automática, dependiendo del volumen y la dirección de operación y costos. El mercado ofrece sus productos cada 15 minutos, 30 minutos, por hora y en bloque (NORDPOOL, 2020).

Figura 18: Apertura de conexiones trasfronterizas, acoplamiento intradiario y contratos locales.

CROSS-BORDER CONNECTIONS	SIDC (Single Intraday Coupling) CONTRACTS	LOCAL CONTRACTS
	<b>8:00</b>	GERMANY, FRANCE, BELGIUM, AUSTRIA AND THE NETHERLANDS Local contracts open
	<b>13:45</b>	GERMANY Local contracts freeze (as today)
	<b>14:00</b>	NORDIC, BALTIC, THE NETHERLANDS, BELGIUM SIDC contracts open
NORDIC AND BALTIC Cross-border connections open	<b>15:00</b>	FRANCE, AUSTRIA SIDC contracts open
	<b>18:00</b>	GERMANY, FRANCE AND AUSTRIA Local FR and AT contracts freeze. German contracts reopen
DE-DK1 AND DE-DK2 Cross-border connections open	<b>21:00</b>	GERMANY Local contracts freeze
NO2-NL Cross-border connections open	<b>22:00</b>	
GERMANY, FRANCE, AUSTRIA, THE NETHERLANDS, BELGIUM Cross-border connections open		

Nota: El gráfico representa la apertura de las conexiones trasfronterizas, acoplamiento intradiario y contratos locales. Tomado de la página web Understand how the power market works NORDPOOL (NORDPOOL, 2020)

Figura 19: Cierre de conexiones trasfronterizas, acoplamiento intradiario y contratos locales.

CROSS-BORDER CONNECTIONS		SIDC (Single Intraday Coupling) CONTRACTS	LOCAL CONTRACTS
Cross-border connections close EXCEPT EE-FI	D-60 min	NORDIC, LITHUANIA, LATVIA SIDC contracts close	
EE-FI Cross-border connections close	D-30 min	GERMANY, FRANCE, FINLAND, ESTONIA, AUSTRIA SIDC contracts close	GERMANY, FRANCE, FINLAND AND AUSTRIA Local contracts open
GERMANY Virtual DE TSO zones connection close	D-20 min		
	D-5 min	THE NETHERLANDS, BELGIUM SIDC contracts close	
	D-0 min		GERMANY, FRANCE, BELGIUM, AUSTRIA, FINLAND AND THE NETHERLANDS Local contracts close

Nota: El gráfico representa el cierre de las conexiones trasfronterizas, acoplamiento intradiario y contratos locales. Tomado de la página web Understand how the power market works NORDPOOL (NORDPOOL, 2020)

### 3.3.3 Áreas de licitación

Los mercados de NORD POOL se dividen en varias áreas de licitación. En cada país nórdico el TSO local divide las áreas de licitación; Para Noruega la cantidad de áreas pueden variar, en Dinamarca están las del este y el oeste. Finlandia, Estonia, Lituania y Letonia tienen un área cada uno. Suecia tiene cuatro áreas de licitación desde el 2011 (NORDPOOL, 2020).

Se establecen diferentes precios de área por la congestión de flujo entre las áreas de licitación; las áreas de licitación se utilizan para limitar los sistemas de transmisión, en una limitación la energía pasará del área de precios bajos a la de precios altos.

Figura 20: Áreas de licitación de NORD POOL.



Nota: El gráfico representa las áreas de licitación. Tomado de la página web Understand how the power market works NORDPOOL (NORDPOOL, 2020)

### 3.3.4 OMIE

OMIE es el operador NEMO encargado del mercado eléctrico en la península ibérica, la energía se entrega en los sistemas de los operadores del mercado, Red Eléctrica de España (REE) y Redes Energéticas Nacionales de Portugal (REN). Al igual que otros mercados de Europa, gestiona dos mercados eléctricos propios, los mercados diario e intradiario para los cuales realiza la operación y liquidación, contando con OMICLEAR como compensador de todas las transacciones del mercado. La participación en este mercado se realiza a través de una plataforma electrónica accesible por Internet (OMIE, 2020b).

Después del mercado diario, el mercado intradiario es una herramienta para que los participantes ajusten sus ofertas de venta y compra conforme a las necesidades del mercado en tiempo real o bien en distintas sesiones. Actualmente son seis sesiones en el ámbito MIBEL y un mercado continuo transfronterizo europeo, estas sesiones intradiarias arrojan precios similares a los del mercado diario.

### 3.3.5 Mercado diario

También llamado acoplamiento único diario (SDAC), a las 12:00 CET de cada día se lleva a cabo las transacciones de energía eléctrica mediante la oferta de venta y compra de los participantes, se fijan precios y el volumen de energía para las 24 horas posteriores. Este proceso se hace mediante el modelo acordado y aprobado por todos los mercados europeos

que actualmente se aplica en España, Portugal, Alemania, Austria, Bélgica, Bulgaria, Croacia, Eslovaquia, Eslovenia, Estonia, Francia, Holanda, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Finlandia, Suecia, Dinamarca, Noruega, Polonia, Reino Unido, República Checa y Rumania (OMIE, 2020b).

Las ofertas dadas por los participantes se ordenan por merito económico y en función de la capacidad de interconexión disponible entre las zonas de precio. En caso de que el flujo de interconexión entre dos zonas es suficiente según la negociación de una hora, estas dos zonas contarán con un mismo precio, pero si la interconexión se ocupa totalmente los precios serán diferentes, a esto se le conoce como acoplamiento de mercados.

Al obtener los resultados se realiza el proceso de gestión de las restricciones técnicas del sistema y asegura que sea viable técnicamente en la red de transporte, por tal motivo se pueden efectuar variaciones en los resultados del mercado diario.

### 3.3.6 Mercado intradiario de subastas

Cuenta con seis sesiones con diferentes horizontes de programación. El software utilizado para las sesiones de mercado intradiario de subasta es el Programa Intradiario Básico de Casación Incremental (PIBCI), con base a los resultados el operador publica el Programa Horario Final (PHF). Cada sesión intradiario tiene un horizonte de programación diferente, gestionando las áreas de precio de España y Portugal y la capacidad de interconexiones: España-Portugal, España-Marruecos y España-Andorra. El precio para cada hora se da al intersecar la oferta con la demanda (OMIE, 2020b).

La estructura del mercado intradiario y su distribución horaria se presenta en la tabla 3:

Tabla 3: Subasta del mercado intradiario

	SESIÓN 1°	SESIÓN 2°	SESIÓN 3°	SESIÓN 4°	SESIÓN 5°	SESIÓN 6°
Apertura de Sesión	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Cierre de Sesión	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicación del programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicación PHF de los OSs	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Nota: Información tomada de la página web Mercado de electricidad OMIE (OMIE, 2020b)

### 3.3.7 Mercado intradiario continuo

Este mercado facilita el comercio de energía entre diferentes zonas de Europa de manera continua y eficiente. Al igual que el mercado intradiario de subastas, los participantes tienen la posibilidad de gestionar sus desbalances con dos diferencias:

- ▶ Los participantes pueden disponer de liquidez en otra área de Europa siempre que haya capacidad de transporte fronterizo entre las zonas.
- ▶ El ajuste puede realizarse hasta una hora antes del momento de entrega de la energía.

La apertura de este mercado se realiza con la finalización de la primera subasta del día en curso (D), teniendo en cuenta que el operador haya publicado el Programa Diario Viable Definitivo para el día siguiente (D+1) con anterioridad (OMIE, 2020b). En la tabla 4 se presentan los contratos de negociación.

Tabla 4: Contratos de negociación

RONDAS CONTINUO PARA EL DÍA «D» Y «D+1»					
DÍA	APERTURA	CIERRE	RONDA	PERIODOS EN NEGOCIACIÓN	SUBASTA
D-1	14:00	15:00	17	17-24 (D)	MI1 14:00-15:00 (1-24)
D-1	15:00	15:10	18	18-24 (D)	
D-1	15:10	16:00	18	18-24 (D+1)	
D-1	16:00	17:00	19	19-24 (D+1)	
D-1	17:00	17:50	20	20-24 (D+1)	
D-1	17:50	18:00	20	20 (D)	MI2 17:00-17:50 (21-24, 1-24)
D-1	18:00	19:00	21	21-24 (D+1)	
D-1	19:00	20:00	22	22-24 (D+1)	
D-1	20:00	21:00	23	23-24 (D+1)	
D-1	21:00	21:50	24	24-24 (D+1)	
D-1	21:50	22:00	24	24 (D)	MI3 21:00-21:50 (1-24)
D-1	22:00	23:00	1	1-24 (D)	
D-1	23:00	0:00	2	2-24 (D)	
D-1	0:00	1:00	3	3-24 (D)	
D	1:00	1:50	4	4-24 (D)	
D	1:50	2:00	4	4 (D)	MI4 1:00-1:50 (5-24)
D	2:00	3:00	5	5-24 (D)	
D	3:00	4:00	6	6-24 (D)	
D	4:00	4:50	7	7-24 (D)	
D	4:50	5:00	7	7 (D)	MI5 4:00-4:50 (8-24)
D	5:00	6:00	8	8-24 (D)	
D	6:00	7:00	9	9-24 (D)	
D	7:00	8:00	10	10-24 (D)	
D	8:00	9:00	11	11-24 (D)	
D	9:00	9:50	12	12-24 (D)	
D	9:00	10:00	12	12 (D)	MI6 9:00-9:50 (13-24)
D	10:00	11:00	13	13-24 (D)	
D	11:00	12:00	14	14-24 (D)	
D	12:00	13:00	15	15-24 (D)	
D	13:00	14:00	16	16-24 (D)	

Nota: Información tomada de la página web Mercado de electricidad OMIE (OMIE, 2020b)

### 3.4 XBID: El comercio intradiario europeo

El 12 de julio de 2018 empezó la ejecución de XBID, un comercio intradiario fronterizo integrado y acoplado entre los siguientes países: Austria, Bélgica, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Letonia, Lituania, Países Bajos, Noruega, Portugal, España y Suecia. Los

socios de XBID incluye los operadores europeos de mercado eléctrico (NEMO), EPEX SPOT, GME, NORD POOL y OMIE, además de todos los operadores de sistema de transmisión (TSO) de los países participantes (XBID, 2020).

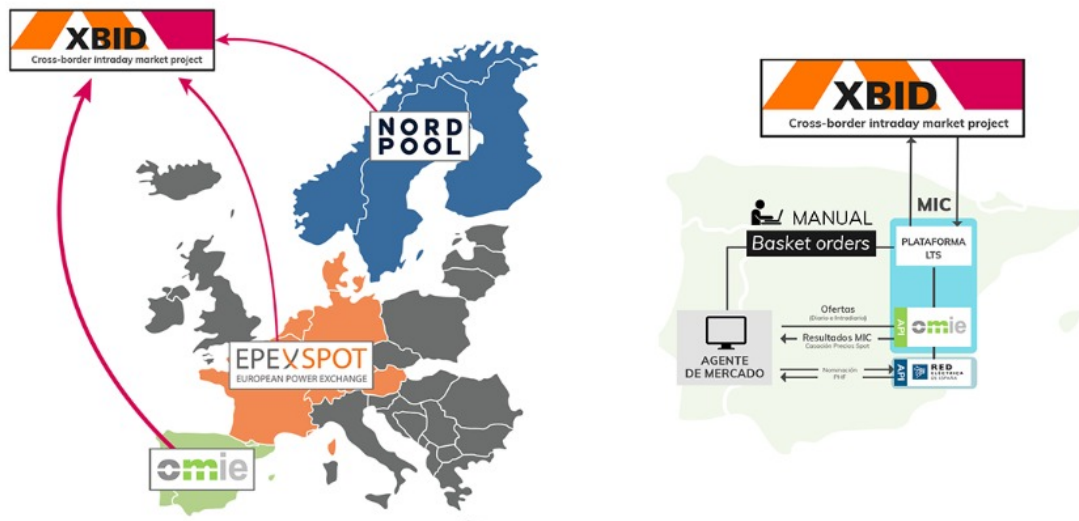
La solución intradiaria para el mercado eléctrico europeo trabaja tanto con un comercio continuo explícito (cuando lo decidan las autoridades nacionales de reglamentación) como el implícito y se ajusta al modelo objetivo de la UE para un mercado intradiario interzonal integrado. XBID es un sistema de TI común que consta de un libro de pedidos estándar (SOB), un módulo de gestión de capacidad (CMM) y un módulo de envío (SM); donde los sistemas de comercio de cada país coordinan las ofertas de los participantes en el mercado, realizando transacciones en tiempo real a través de las fronteras, asumiendo disponibilidad de flujo en las fronteras. Cabe resaltar el uso de una plataforma de acoplamiento único intradía (SIDC) permitiendo el comercio continuo entre toda Europa (XBID, 2020).

Existen diferencias entre la solución SIDC y las soluciones de comercio local (LTS):

- Los LTS tiene una interfaz donde pueden presentar sus ofertas los participantes y la solución de acoplamiento único intradía (SIDC), es así como los participantes de un mercado pueden acceder al SIDC solo a través del LTS de un NEMO en particular (XBID, 2018).

- La solución SIDC es un proceso llamado *backend* que no interactúa con los participantes de un mercado implícito, proporciona una funcionalidad de la cartera de pedidos compartida a través de la interacción con los LTS conectados (XBID, 2018).

Figura 21: Países asociados a XBID



Nota: El gráfico representa los países asociados a XBID. Tomado de la página web Mercado de electricidad OMIE (OMIE, 2020b)

El sistema SIDC admite los siguientes productos:

- 15 minutos
- 30 minutos
- 60 minutos
- Bloques definidos por el usuario por hora

En la tabla 5 se presenta la disponibilidad de productos específicos por áreas.

Tabla 5: Disponibilidad de productos específicos por áreas

	1 st wave						2 nd wave						
	Austria	France	German TSO areas	Iberia	NL & Belgium	Nordics & Baltics	Bulgaria	Croatia	Czech Republic	Hungary	Poland	Romania	Slovenia
Size	Min vol. Increment 0.1 MW												
Price Tick	EUR 0.01 per MWh												
Volume Range	0.1 MW to 999 MW												
Price Range	-9.999 EUR/MWh to 9.999 EUR/MWh												
Products	15 - min			X									X
	30 - min		X										
	Hourly	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	User Defined Blocks*	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X
Notes	*Hourly blocks (not 15 or 30 min blocks)												

Nota: Información tomada de la página web Cross-Border Intraday (XBID) Project (XBID, 2020)

### 3.5 Observaciones

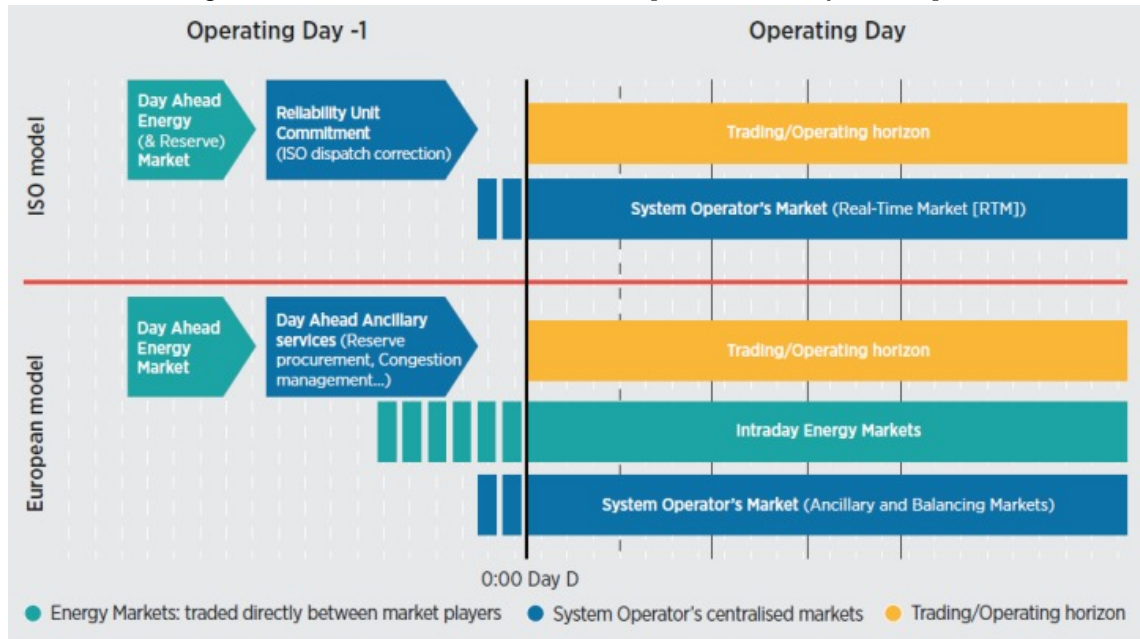
A partir de las experiencias internacionales presentadas en la sección anterior, se resaltan observaciones notables que se tendrán en cuenta para el diseño del nuevo modelo a implementar, con la integración de mercados en tiempo real **2**. Como se observó anteriormente, los mercados estudiados fueron en su totalidad de Europa y Estados Unidos debido a que estos son los más avanzados en las nuevas tecnologías y en la implementación de mercados de corto plazo. Se evidencia en todos los mercados la utilización de un primer mercado, llamado mercado diario, de esta forma los participantes adquieren compromisos vinculantes desde el día anterior a la operación, estos teniendo en cuenta las restricciones de la red.

Cabe resaltar que en Europa manejan un precio uniforme, realizando la casación entre oferta y demanda sin considerar la red. Seguidamente cuentan con un horizonte intradiario; en Europa cada país puede realizar el mercado intradiario como un comercio continuo o como subastas discretas, los mercados con subastas van a presenta mayor liquidez, pero aun así el resultado de estas dos alternativas siempre será la modificación de los despachos vinculantes, resultado del mercado diario. En cuanto a Estados Unidos, debido a su sistema de doble liquidación (*two-settlement system*, en inglés) no sirven de referencia para el mercado intradiario; por su parte, estos implementan un mercado diario y un mercado del tiempo real, donde los desvíos que se producen en cualquier momento del día se liquidan con el precio de este ultimo mercado, de este modo los participantes no tendrán incentivos al dar a conocer su programación futura de manera más rápida.

De manera individual, se presenta el funcionamiento del mercado español, el diseño de este mercado es de interés para los objetivos de nuestro proyecto. Aunque en España dos entidades diferentes manejen la operación del mercado y del sistema, como en Colombia **2** también existe una separación entre la capa comercial y la capa operativa del sistema eléctrico. Su estructura se basa en un mercado diario con despacho vinculante, un mercado intradiario con subastas discretas y un mercado de balance, al terminar la operación se realizan reconciliaciones entre la casación del mercado con la realidad física de la red.

La figura **22** resume las principales características y la organización institucional de los mercados. En Estados Unidos, el operador del mercado de corto plazo (modelo ISO, *Independent System Operator*) maneja los activos de transmisión y, además del sistema, quedando sin rol el operador del sistema. En Europa, por el contrario, el operador del sistema es propietario de la red del sistema pero no opera el mercado de energía (modelo TSO, *Transmission System Operator*).

Figura 22: Diseño de los mercados de corto plazo en EEUU y en Europa



Nota: El gráfico representa el diseño de los mercados de corto plazo en Estados Unidos y en Europa. Tomado documento *Adapting Market Design to High Shares of Variable Renewable Energy* (Z. Amin, 2017)

### 3.6 Comparación de las experiencias internacionales con el mercado eléctrico colombiano

Aunque no se mencionó en las experiencias internacionales, así como en Colombia, países como Chile y otros de la región cuentan con una casación *ex-post*. Esto demuestra que el desarrollo de los sistemas eléctricos en América Latina no ha sido opacado por este tipo de diseño de mercado, por el contrario, fue útil en décadas pasadas. Aun así, se prevé que, con la elevada penetración de recursos renovables intermitentes, se empieza hacer notoria la ineficiencia de estos mercados en la actualidad y futuro. En consecuencia, varios reguladores de la región están considerando la necesidad de reformar sus mercados de corto plazo (Rodilla Rodríguez et al., 2018). Cabe resaltar que como no todos los mercados eléctricos en el mundo son iguales, los de América Latina difieren en algunas características, la principal es el uso de precios nodales o zonales, ya que en Colombia se realiza el cálculo de un precio uniforme para todo el SIN. Desde el punto de vista del precio uniforme, el mercado colombiano se asemejaría a muchos mercados europeos. A pesar de esto, la bolsa de energía de Colombia y los mercados de corto plazo de Europa tienen una gran e importante diferencia, esta es con relación a la separación entre la capa comercial y la capa operativa. Por un lado, Colombia tiene estas dos

capas totalmente desacopladas en el día anterior, donde la capa operativa es la única que actúa y al finalizar el horizonte de operación se realizan reconciliaciones *ex-post*. El desacoplamiento se presenta más fuerte en el despacho, donde se considera la red, los criterios de confiabilidad, y la casación del mercado de nodo único. Además de esto, se tiene un despacho económico programado el cual se da antes de cada sesión y previniendo cualquier irregularidad, sin la existencia de un redespacho, por decirlo de un modo europeo, donde se busca ser factible la casación.

Mientras tanto en Europa, la coordinación entre la capa comercial y la capa operativa sucede en todo el horizonte operativo, esto permite incluir las restricciones de la red en la casación del mercado y como resultado se dan los compromisos vinculantes.

Por otro lado, el actual mercado colombiano se diferencia de los mercados de Estados Unidos y de Europa por la falta de compromisos vinculantes asociados al despacho del día antes y más aún por no contar con un mercado que permita el reajuste de las ofertas comerciales de sus participantes en el horizonte operativo, esto se evidencia en (CREG004B, 2016). Es por estas razones que no se puede realizar una transposición directa de las experiencias internacionales al modelo colombiano, lo que implica buscar soluciones para adaptar un nuevo mercado colombiano con compromisos vinculantes, mercados intradiario y de balance.

---

## CAPÍTULO 4

---

# Propuesta del mercado

Con las experiencias internacionales mencionadas en el capítulo 3 y los análisis realizados por los diferentes agentes del mercado colombiano, en este capítulo se describen características principales del modelo que se desarrollará en el proyecto. En la primera sección se realiza un resumen de las principales características del nuevo modelo de mercado eléctrico, así como el esquema de la línea temporal con una descripción de esta (secuencia de mercados propuesta). En la segunda parte se da a conocer las herramientas tecnológicas para la optimización del sistema, con una descripción de estas. En la tercera parte, se describe las ecuaciones que estructuran el problema de optimización de los modelos, el primero para el modelo colombiano y el segundo con la integración de los mercados intradiarios y de balance. Estos modelos se solucionan como un flujo de carga óptimo DC en potencia activa sin pérdidas, se describe la estructura del algoritmo desarrollado en GAMS junto con la nomenclatura de los parámetros, variables, índices, función objetivo y restricciones correspondientes a la formulación correspondiente del modelo de la tercera parte. Esta parte solo corresponderá al modelo de Colombia.

## 4.1 Diseño del nuevo mercado

Se estudia la posibilidad de estructurar una propuesta de mercado que pueda aplicarse a las condiciones colombianas. La propuesta, busca mejorar la eficiencia del mercado en el corto plazo, permitiendo administrar mejor los riesgos asociados a la incertidumbre del tiempo de anticipación con el que se elabora la oferta diaria en la bolsa de energía. El objetivo del documento busca identificar los componentes y herramientas necesarias para la implementación de un simulador de mercado intradiario y balance, la definición de estos mercados viene inevitablemente acompañada de ajustes integrales al mercado de corto plazo. En consecuencia, la propuesta abarca modificaciones al despacho del día siguiente y los elementos para las operaciones de los mercados intradiarios y de balance en Colombia.

---

### 4.1.1 Resumen del nuevo diseño

A partir de las experiencias internacionales y el amplio panorama de los diferentes diseños, sus beneficios y desventajas, es posible diseñar el nuevo modelo de mercado eléctrico colombiano, introduciendo un mercado diario que fije compromisos vinculantes, un mercado intradiario que permita actualizar las ofertas y disponibilidades de los participantes, y un mercado de balance que permita equilibrar la producción y el consumo de electricidad. Como primera medida, se pretende mantener la separación entre la capa operativa y la capa comercial. Donde el despacho ideal se trasladaría al día anterior a la operación, de esta manera permanecerá un precio uniforme y no por zonas; en esta etapa serán utilizados los datos de disponibilidad de las unidades de generación y las previsiones de la demanda. Faltaría definir una coordinación entre las capas en el horizonte intradiario.

El mercado diario se realizará sin tener en cuenta las restricciones de la red y fijará las reconciliaciones al compararlo con un despacho programado con red; los compromisos vinculantes se dan a partir de los despachos y de los precios calculados considerando las reconciliaciones, lo que quiere decir que se consideran las restricciones de la red como cualquier otro mercado vinculante de precio uniforme. Por otro lado, el mercado intradiario se basa en sesiones intradiarias, en cada una de estas se realiza una subasta discreta, con el mismo proceso de la casación de ofertas y el despacho del mercado diario; en esta fase se vuelve a despachar todo el sistema en cada una de las sesiones, con la información actualizada de las unidades generadoras y la demanda a partir del cierre de la sesión anterior, pero modificando el horizonte de operación.

Ahora bien, entre dos sesiones intradiarias se produce una liquidación estándar pero también un cambio de estado con liquidaciones especiales. Para este diseño de mercado, el mercado de intradiario es la última opción para que los participantes cambien sus ofertas, es decir, es

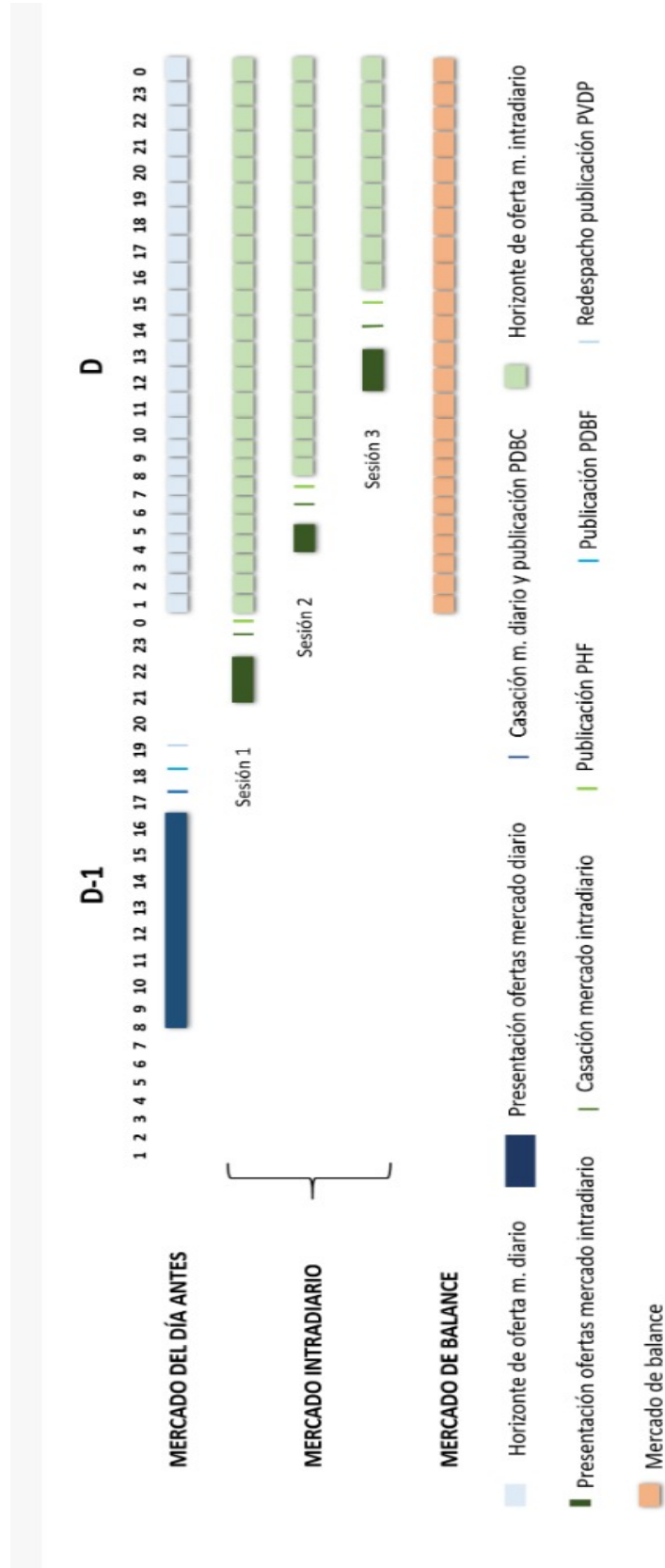
aquí donde se presenta el llamado «último *gate closure*<sup>1</sup>». Después del mercado intradiario, cualquier variación en la disponibilidad de los participantes será asumido por el mercado de balance siendo la última instancia donde se puede equilibrar la generación y la demanda antes del suministro de energía.

Gráficamente, la secuencia de mercados que se busca implementar para el nuevo modelo colombiano se observa en la figura 23; esta secuencia ocasiona cambios en las ofertas de los participantes durante el horizonte intradiario, esto es muy común en otros países, al menos los que cuentan con un mercado de corto plazo. Lo complejo de este mercado es el proceso de reconciliación (este será mencionado, pero no incorporado en los cálculos), como en otros mercados se pueden presentar estos tipos de reconciliación en cada sesión: Generación casada en mérito, generación no despachada, generación despachada fuera de mérito (reconciliación positiva) y generación en reconciliación negativa.

---

<sup>1</sup>Último momento en el cual la posición comercial puede ser actualizada en el mercado.

Figura 23: Línea temporal



A continuación, se ilustra las bases para crear este tipo de mercado y el esquema general de su funcionamiento:

**Despacho vinculante** Como en el modelo colombiano se elabora el día anterior a la operación un despacho vinculante de nodo único sin considerar las restricciones de la red, de este modo se tendrá dos despachos, el ya mencionado despacho vinculante y el despacho económico. Cualquier tipo de compromiso realizados en este despacho son en firme, con las cantidades y precios acordados.

La formulación de este despacho se presenta en la sección 4.3.2 determinando como objetivo los costos totales de operación. A su vez, se calcula el precio de mercado del día anterior o “*day-ahead*” para cada hora del día, este precio puede ser tomado como referencia para los siguientes mercados del modelo.

**Sesiones intradiarias** Una vez ejecutado el despacho vinculante y el despacho programado, y antes de la operación en tiempo real, se realiza el mercado intradiario, esto se hace por medio de subastas, llamadas sesiones intradiarias, donde los participantes con la nueva información de la operación caso en tiempo real, pueden reajustar sus programas de generación y demanda del mercado del día anterior. Para el precio de este mercado se aplica la misma metodología del mercado del día siguiente, los resultados que se obtienen en cada sesión son vinculantes donde el periodo de despacho será las horas remanentes del día para cada sesión.

Como se observó en el capítulo de mercado de energía colombiano 2, el mayor porcentaje de la generación en Colombia es hidráulica, hay poca participación de las plantas eólicas y fotovoltaicas, que presentan mayor intermitencia en su generación, por lo tanto, se considera implementar pocas sesiones, una vez el mercado tenga mayor participación de nuevas tecnologías y se tenga mayor madurez de este tipo de mercado se puede ajustar el número de sesiones. Para este proyecto de grado se propusieron tres sesiones, descritas en la tabla 6.

Tabla 6: Sesiones intradiarias propuestas

Mercado intradiario	Sesión 1	Sesión 2	Sesión 3
Apertura de sesión	21:00	04:00	12:00
Cierre de sesión	22:45	05:45	13:45
Casación	23:30	06:30	14:30
Publicación PHF	24:20	07:20	15:20
Horizonte de programación	01:00 - 24:00	08:00 - 24:00	16:00 - 24:00

Teniendo en cuenta los picos de demanda horaria del país y el comportamiento de las lluvias se propone realizar tres sesiones durante el día de operación (ver tabla 6). La primera será realizada en las horas de la mañana (01:00) ajustando la operación del mercado a las condiciones registradas en las horas de la noche, la segunda y tercera serán al medio día

(08:00) y en horas de la noche (16:00) donde se busca ajustar el mercado a las puntas de la carga del sistema del país.

**Mercado de balance** Con base en los resultados del despacho vinculante y las sesiones intradiarias se emplea el mercado de balance (su función es equilibrar el mercado), teniendo en cuenta que cada despacho se desarrolla de manera independiente. La operación del mercado de balance se basa en las condiciones actuales y en tiempo real de la red, realizando la casación de la demanda instantánea con la generación. En este mercado también se realiza un despacho, el cual busca las ofertas más baratas entre los generadores, dado que cada unidad generadora puede realizar variaciones en su oferta. De esta forma, se busca mantener la calidad del servicio con disposición de energía en cada hora del día, monitoreando de forma continua el estado de la red.

## 4.2 Herramientas de modelización y optimización

Se da a conocer las principales características del software utilizado para la simulación y optimización de los algoritmos descritos a lo largo de este capítulo. El modelo se ha desarrollado en el lenguaje algebraico de modelado “*General Algebraic Modeling System*” (GAMS), para la entrada de datos utilizamos Excel.

Figura 24: Flujos de datos del proceso de optimización



### 4.2.1 GAMS

Este lenguaje está diseñado con dos objetivos: Realizar programación matemática y modelar problemas de optimización, tanto lineales, no lineales y mixtos. Es útil para la solución de

problemas grandes y complejos, donde se compila las fórmulas y los datos del modelo (GAMS, 2020).

Sus principales características son:

1. Permite el establecimiento de relaciones algebraicas.
2. El entorno facilita la expansión de modelos mediante índices.
3. Permite la utilización de diferentes solver, dependiendo del problema dado.
4. Facilidad en la incorporación de datos desde otros paquetes informáticos.
5. Posee el lenguaje algebraico apropiado, compactando problemas complejos.
6. Permite automatizar el proceso de modelado, incluyendo (Martínez Valle, 2010):
  - Cálculo de datos.
  - Verificación de la correcta declaración del modelo algebraico.
  - Comprobación de la formulación para eliminar errores.
  - Intercalación de los solver.
  - Uso de la solución para el desarrollo de informes de salida.

Después de describir las principales características del software empleado para el modelado, se presenta el solver utilizado para resolver la formulación de los mercado eléctricos.

**4.2.1.1 Solver cplex** Plexo permite a los usuarios combinar las funciones de modelado avanzadas de GAMS con las funciones del optimizado *cplex*. Estos optimizadores están diseñados para resolver rápidamente problemas grandes y complejos con una mínima intervención del usuario. El algoritmo de resolución de Plexo permite resolver problemas de programación de enteros mixtos, cuadráticos y lineales. A continuación, se presenta brevemente el método utilizado para resolver el problema de programación lineal de enteros mixtos seguido del optimizado, que es el método que se analiza en este documento (Tarapuez Roa and Barrera Ardila, 2010).

**4.2.1.2 Programación lineal entera mixta** Los métodos para resolver problemas de programación con enteros puros y enteros mixtos requieren mucho más cálculo matemático que los de tamaño similar, pero con programación lineal pura. Para problemas con variables enteras, Plexo usa un algoritmo dimensional y de ramificación que resuelve una serie de problemas de programación PL lineales (problemas en los que las restricciones de integridad se relajan,

es decir, problemas que incluyen restricciones adicionales en cada paso de la resolución del procedimiento, de modo que son cada vez más frecuentes y limitadas, con estas limitaciones adicionales que dividen la región de viabilidad en subregiones complementarias). En ciertos casos, Plexo también utiliza el método de corte de Gomory. Debido a que un solo problema de entero mixto crea muchos problemas, incluso los problemas pequeños de este tipo pueden ser computacionalmente intensivos y requerir una gran cantidad de memoria física (Martínez Valle, 2010).

### 4.3 Descripción del modelo en GAMS

#### 4.3.1 Modelo colombiano

Los modelos de despacho pueden ser considerados como multinodales y uninodales. Un modelo de despacho puede considerarse multinodal cuando se utilizan las restricciones y los fenómenos físicos de la red de transmisión, la solución de este modelo es apropiada desde el punto de vista económico para el problema real además cada nodo del sistema tiene un precio individual con su adecuada cuantificación de pérdidas de transmisión y su efecto en las congestiones de la red. Un modelo de despacho uninodal, a diferencia del multinodal, se determina por el cálculo de un costo único marginal para todo el sistema y no se representan los flujos de potencia en cada uno de los tramos considerados, además de que no se tiene en cuenta las pérdidas ni los fenómenos de la red de transmisión. Se escogió el modelo uninodal debido a que es el modelo utilizado en Colombia.

Teniendo en cuenta que la complejidad del despacho aumenta se requiere el uso de herramientas computacionales para determinar el problema que se desea optimizar y además para ser solucionado con más simplicidad, considerando que los resultados no son exactos a la realidad, pero si aceptables a la solución de despacho real.

#### 4.3.2 Modelo matemático del despacho eléctrico colombiano con reservas hidráulicas

El mercado eléctrico colombiano con reservas hidráulicas se formula como minimizar

$$obj = \sum_{t=1}^T CT_t \tag{4.3.1}$$

Sujeto a

$$CT = \sum_{t=1}^T \left[ \sum_{j=1}^{NY} \sum_{n=1}^{NY} \lambda G_{jkt} P Y_{jnt} + \sum_{j=1}^{NR} \sum_{b=1}^{NR} \lambda R_{jbt} P R_{jbt} \right] \tag{4.3.2}$$

$$PG_{jkt}^{min} \leq PG_{jkt} \leq PG_{jkt}^{max} \forall_{j,k,t} \quad (4.3.3)$$

$$PG_{jkt}^{min} \leq PY_{jnt} \leq PG_{jkt}^{max} \forall_{j,n,t} \quad (4.3.4)$$

$$PR_{jbt}^{min} \leq PR_{jbt} \leq PR_{jbt}^{max} \forall_{j,b,t} \quad (4.3.5)$$

$$PL_{rs} = \sum_{s \in \Omega_r} \frac{(\theta_{rt} - \theta_{st})}{X_{rs}} \forall_{r,t} \quad (4.3.6)$$

$$- PL_{rs}^{max} \leq \frac{(\theta_{rt} - \theta_{st})}{X_{rs}} \leq PL_{rs}^{max} \forall_{linears} \forall_t \quad (4.3.7)$$

$$\sum_{j \in \Omega_{GYr}} \sum_{n=1}^{NY_{st}} PY_{jnt} - \sum_{l \in \Omega_{Dr}} \sum_{m=1}^{ND_{lt}} PD_{lmt} = 0 \forall_{r,t} \quad (4.3.8)$$

$$\sum_{s \in \Omega_r} \frac{(\theta_{rt} - \theta_{st})}{X_{rs}} = \sum_{j \in \Omega_{GRr}} \sum_{k=1}^{NG_{jt}} PG_{jkt} - \sum_{P \in \Omega_{Dr}} \sum_{m=1}^{ND_{lt}} PD_{lmt} \forall_{r,t} \quad (4.3.9)$$

$$PR_{total} \leq \sum_{b=1}^{NR_{jt}} PR_{jbt} \forall_{j,t} \quad (4.3.10)$$

$$PD_{total} = \sum_{m=1}^{ND_{lt}} PD_{lmt} \forall_{l,t} \quad (4.3.11)$$

$$PG = \sum_{j \in \Omega_{GYr}} \sum_{n=1}^{NY_{jt}} PY_{jnt} + \sum_{i \in \Omega_{GRr}} \sum_{b=1}^{NR_{jt}} PR_{jbt} \forall_{r,t} \quad (4.3.12)$$

Donde:

- CT* Costos de generación en múltiples periodos (variable).
- obj* Costo total de un día de operación (función objetivo).
- PY<sub>jnt</sub>* Bloque de potencia n inyectada por la unidad de generación j al sistema en el tiempo t (variable positiva).
- PR<sub>jbt</sub>* Bloque de potencia de reserva b ofrecido por la unidad generadora j en el momento t (variable positiva).
- PC<sub>rjkt</sub><sup>max</sup>* Tamaño en MW del bloque k ofertado por la unidad de generación j en el tiempo t (constante).

$PR_{jbt}^{m\acute{a}x}$	Tamaño en MW del bloque b ofrecido por la unidad generadora j en el momento t (constante).
$\lambda G_{jkt}$	Precio (\$/MWh) del bloque k ofertado por la unidad de generación j en el tiempo t (constante).
$\lambda R_{jbt}$	Precio (\$/MWh) del bloque b ofrecido por la unidad generadora j en el tiempo t (constante).
$NG_{jt}$	Número de bloques ofertados por las unidades de generación j en el tiempo t.
$NR_{jt}$	Número de bloques de reserva ofertados por las unidades de generación j en el tiempo t.
$T$	Número de períodos de tiempo.
$\Omega_r$	Conjunto de nodos (buses) adyacentes al bus r (datos).
$X_{rs}$	Reactancia de la línea rs (constante).
$\theta_{rt}$	Ángulo de voltaje del bus r en el tiempo t (variable).
$\theta_{st}$	Ángulo de voltaje del bus s en el tiempo t (variable).
$PL_{rs}^{m\acute{a}x}$	Capacidad máxima de la línea de transmisión rs (constante).
$PL_{rs}$	Flujo de potencia en la línea rs para cada tiempo (variable positiva).
$PD_{lmt}$	Bloque m de la demanda neta en l, en el tiempo t.
$\Omega GY_r$	Conjunto de índices de unidades inyectadas por las unidades generadoras conectadas al bus r.
$\Omega D_r$	Conjunto de índices de demanda conectados al bus r (datos).
$NY_{st}$	Número de bloques de potencia inyectada por las unidades de generación en el tiempo t.
$ND_{lt}$	Número de bloques ofertados por la demanda l en cada tiempo t.
$\Omega GR_r$	Conjunto de índices de unidades generadoras con reserva conectadas al bus r.
$PR_{total}$	Potencia máxima de reserva que debe tener el sistema eléctrico para cualquier contingencia.
$PD_{total}$	Demanda total del sistema.

La función objetivo 4.3.1 representa el costo total sobre el horizonte de operación. Las restricciones 4.3.3, 4.3.4y 4.3.5 establecen los limites y declaran la no negatividad de los bloques de las potencias ofertadas por las unidades generadoras, respectivamente. Las ecuaciones 4.3.6 y 4.3.7, impone las restricciones de la red. Las restricciones 4.3.8 garantiza la liquidez del mercado, donde la demanda registrada es igual a la generación en el tiempo t y proporciona el precio bolsa para todo el sistema de potencia. Al tener restricciones las líneas del sistema, en la ecuación 4.3.9, se realiza un equilibrio nodal. La ecuación 4.3.10 impone la potencia máxima de reserva que debe tener el sistema eléctrico para cualquier contingencia, para la demanda total de todo el sistema se establece la ecuación 4.3.11 y finalmente la ecuación 4.3.12 presenta los límites de cada unidad generadora j en el tiempo t, conectada al bus r en términos de la potencia inyectada y potencia de reserva.

### 4.3.3 Modelo matemático del despacho eléctrico con sesiones intradiarias y mercado de balance

A partir del modelo matemático de la sección anterior y dado que este representa el mercado diario del nuevo modelo y a su vez, cada sesión intradiaria se maneja de forma similar que el mercado diario. Se adoptaron las fórmulas del modelo colombiano para el mercado diario y cada sesión intradiaria, está última variando el periodo de despacho, y utilizando la información actualizada que se haya producido en cada etapa del mercado. Finalmente, para la última etapa de este modelo, se presenta el modelo matemático del mercado de balance en la presente sección

Minimizar

$$obj = \sum_{t=1}^T CT_t \quad (4.3.13)$$

Sujeto a

$$CT = \sum_{t=1}^T \left[ \sum_{j=1}^{NY} \sum_{n=1}^{NY_{jt}} \lambda GA_{jnt} PY A_{jnt} - \sum_{j=1}^{NY} \sum_{c=1}^{NY_{jt}} \lambda GB_{jct} PY B_{jct} \right] \quad (4.3.14)$$

$$PGA_{jnt}^{min} \leq PY A_{jnt} \leq PGA_{jnt}^{min}, \forall j, n, t \quad (4.3.15)$$

$$PGB_{jct}^{min} \leq PY B_{jct} \leq PGB_{jct}^{max}, \forall j, c, t \quad (4.3.16)$$

$$PL_{rs} = \sum_{s \in \Omega_r} \frac{(\theta_{rt} - \theta_{st})}{X_{rs}} \forall_{r,t} \quad (4.3.17)$$

$$- PL_{rs}^{max} \leq \frac{(\theta_{rt} - \theta_{st})}{X_{rs}} \leq PL_{rs}^{max} \forall_{linears} \forall_t \quad (4.3.18)$$

$$\sum_{s \in \Omega_r} \frac{(\theta_{rt} - \theta_{st})}{X_{rs}} = \sum_{j \in \Omega_{GY} S_r} \sum_{i=1}^{NG_{jt}} PY S_{jit} - \sum_{j \in \Omega_{GY} A_r} \sum_{n=1}^{NG_{jt}} PY A_{jnt} \quad (4.3.19)$$

$$- \sum_{j \in \Omega_{GY} B_r} \sum_{c=1}^{NG_{jt}} PY B_{jct} - \sum_{l \in \Omega_{Dr}} \sum_{m=1}^{ND_{lt}} PD_{lmt} \quad \forall_{r,t}$$

$$\sum_{j \in \Omega_{GY} S_r} \sum_{i=1}^{NG_{jt}} PY S_{jit} - \sum_{j \in \Omega_{GY} A_r} \sum_{n=1}^{NG_{jt}} PY A_{jnt} - \quad (4.3.20)$$

$$\sum_{j \in \Omega_{GY} B_r} \sum_{c=1}^{NG_{jt}} PY B_{jct} - \sum_{l \in \Omega_{Dr}} \sum_{m=1}^{ND_{lt}} PD_{lmt} = 0 \quad \forall_{r,t}$$

$$\theta_1 = 0 \quad (4.3.21)$$

- CT* Costos de generación en el mercado de balance.
- obj* Costo total de operación para el mercado de balance en un día de operación (función objetivo).
- PYA<sub>jnt</sub>* Bloque de potencia n del aumento de potencia inyectada por la unidad de generación j al sistema en el tiempo t.
- PYB<sub>jct</sub>* Bloque de potencia c del disminución de potencia inyectada por la unidad de generación j al sistema en el tiempo t.
- PYS<sub>jit</sub>* Bloque de potencia i inyectada por la tercera sesión intradiaria por la unidad de generación j al sistema en el tiempo t.
- PD<sub>lmt</sub>* Bloque m de la demanda neta en l, en el tiempo t.
- λGA<sub>jnt</sub>* Precio (\$/MWh) del bloque n ofertado por la unidad de generadora con regulación al alza.
- λGB<sub>jct</sub>* Precio (\$/MWh) del bloque c ofertado por la unidad de generadora con regulación a la baja.
- PL<sub>rs</sub><sup>máx</sup>* Capacidad máxima de la línea de transmisión rs.
- PL<sub>rs</sub><sup>máx</sup>* Capacidad máxima de la línea de transmisión rs.
- X<sub>rs</sub>* Reactancia de la línea rs.
- θ<sub>rt</sub>* Ángulo de voltaje del bus r en el tiempo t.
- θ<sub>st</sub>* Ángulo de voltaje del bus s en el tiempo t.

- $\Omega GYB_r$  Conjunto de índices de unidades inyectadas por las unidades generadoras conectadas al bus  $r$  con regulación a la baja.
- $\Omega GYA_r$  Conjunto de índices de unidades inyectadas por las unidades generadoras conectadas al bus  $r$  con regulación al alza.
- $\Omega GYS_r$  Conjunto de índices de unidades inyectadas por las unidades generadoras conectadas al bus  $r$  de la tercera sesión intradiaria.
- $\Omega D_r$  Conjunto de índices de demanda neta en el mercado de balance conectados al bus  $r$ .

La función objetiva 4.3.13 es el costo total generado en el mercado de balance. Las restricciones 4.3.15 y 4.3.16 impone los límites de incremento y decremento de los niveles de generación para cada unidad generadora, según lo ofertado en el mercado de balance, la ecuación 4.3.17 establece la capacidad máxima de energía que puede ser transportada por cada una de las líneas del sistema de potencia, En 4.3.18 se presenta la desigualdad que hace cumplir con los límites de transferencia de energía entre cada nodo. Las restricciones de igualdad 4.3.19 y 4.3.20 hacen cumplir el equilibrio de energía en cada uno de los nodos del sistema de potencia, equilibrando la demanda neta y las ofertas de generación presentes en el mercado de balance, por último, en 4.3.21 se establece el valor del ángulo para el nodo de referencia.

---

#### 4.3.4 Estructura del código en GAMS

Para simplificar la demostración de cómo programar en GAMS, se utilizará el primer estudio de caso, que corresponde al mercado eléctrico colombiano. Realizando una descripción de los datos que fueron necesarios para la formulación del modelo, se escribe el acrónimo que se utilizó junto con una pequeña descripción, de esta forma se tendrá una clara interpretación en las ecuaciones del apartado 4.3.4.4.

Para modelar en GAMS es necesario escribir un archivo de entrada, este puede tener una extensión de archivo .gms, al ejecutar el modelo en GAMS el archivo de salida con los resultados tiene una extensión .lst. Dado que se trabaja con un problema de optimización, en la tabla 7 se presenta de manera general la estructura de un modelo de optimización en GAMS y se prosigue con la descripción detallada.

Tabla 7: Estructura de un modelo de optimización en GAMS

NOMBRES	DESCRIPCIÓN
Índices y parámetros	Los índices y parámetros del modelo se declaran al comienzo del código. Estos valores son fijos
Variables	Se definen las variables que se determinarán (calcularán) dentro del modelo, según sean positivas, libres, binarias, etc.
Ecuaciones	Primero se deben declarar las ecuaciones, luego se definen las restricciones.
Modelo	El modelo recibe un nombre y se declaran las ecuaciones que componen este.
Solver	Se especifica del modo de la solución, así como una declaración de si la variable objetivo debe maximizarse o minimizarse.
Inclusión y manipulación de datos de entrada	A partir de ficheros se introducen los datos de entrada y posteriormente realizar los cálculos de parámetros auxiliares que dependen de los datos de entrada.
Acotamiento e inicialización de variables	Se realiza el acotamiento de las variables para permitir la inicialización.
Resolución del problema de optimización	
Presentación de resultados	Presentación de los resultados del problema de optimización.

Nota: Información tomada de la tesis Modelos matemáticos de optimización (Ramos et al., 2010)

Cada uno de los elementos descritos en la tabla 7 pueden existir más de una vez en un solo modelo GAMS. Las restricciones y los significados especiales de estas palabras se denominan sintaxis de un modelo. GAMS es un paquete de computadora que entiende si se le escribe la sintaxis de forma correcta.

**4.3.4.1 Índices** Primero, se especificará cada uno de los índices que se usaran. Para ello, se utiliza en GAMS el comando SET, estos se leerán desde la hoja de cálculo de Excel, donde es necesario escribir las siguientes líneas de código.

Posteriormente se utiliza la interfaz GDX (*GAMS Data Exchange*) la cual permite el intercambio de datos con una hoja de cálculo o base de datos de Excel.

Figura 25: Sets utilizando la interfaz .gdx

```

* Datos del sistema *
$onecho > tasks.txt
dset=N rng=PARAMETROS!A2:A25 rdim=1
dset=L rng=PARAMETROS!B2:B35 rdim=1
dset=D rng=PARAMETROS!C2:C18 rdim=1
dset=G rng=PARAMETROS!D2:D13 rdim=1
dset=T rng=PARAMETROS!E2:E25 rdim=1

```

Como se observa en la figura 25 se debe indicar la hoja donde se encuentra cada índice y el rango de celdas que ocupa. Para este caso los SETS a utilizar son los siguientes:

- N Barras; nodos u bus del sistema.
- L Ramas o líneas de transmisión de sistema.
- D Demandas ubicadas en las barras del sistema.
- G Generadores; unidades de generación ubicadas en las barras del sistema.
- T Periodos; conjunto de horas de un día.

**4.3.4.2 Parámetros** Es necesario leer los datos de entrada también desde Excel, utilizando el comando PARAMETER, estos se almacenan en forma de matriz pueden ser recorridos gracias a los índices que se describieron anteriormente. Debido a que son llamados desde Excel, es necesario de igual forma indicar la hoja donde se encuentran los datos y el rango de celdas que abarca la información requerida.

Figura 26: Parámetros utilizando la interfaz .gdx

```

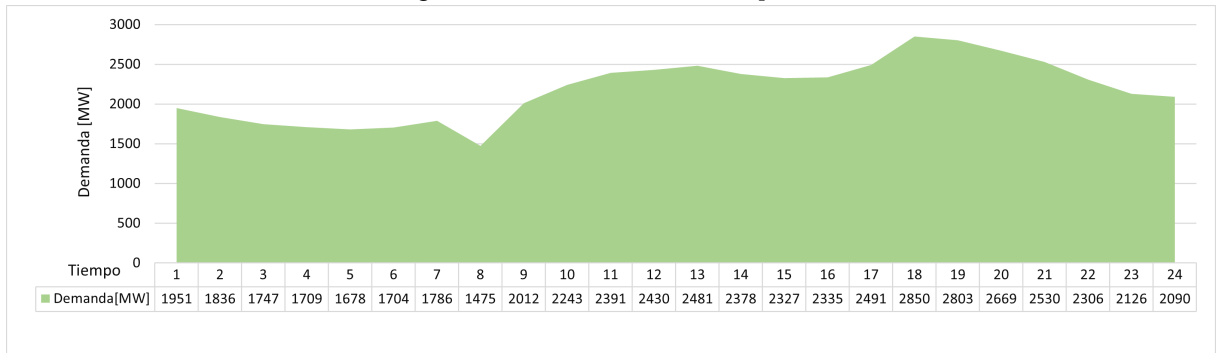
PARAMETERS
dem(D, N, *) "Carga del sistema en cada bus en MWh"
gen(G, N, *) "Límites de generación de unidades del sistema en MW y MVar, y costos marginales"
lin(L, N, N, *) "Datos de la línea del sistema en p.u y capacidad en MVA"
profile(D, *) "Perfil de carga en porcentaje respecto a la carga del sistema"
rtot(I) "Reserva Total"
dtot(I) "Demanda Total"
;

```

#### ► Demanda

Para la demanda se hace uso de dos tablas: Tabla de demandas del sistema en cada bus en [MWh] y la tabla de perfil de carga en p.u respecto a la carga del sistema, la periodificación está sujeta al tipo de mercado que se utilice. El ingreso de datos para el modelo se hace por medio de Excel; los datos de la demanda total del sistema en cada periodo son los observados en la figura 27.

Figura 27: Demanda en cada tiempo



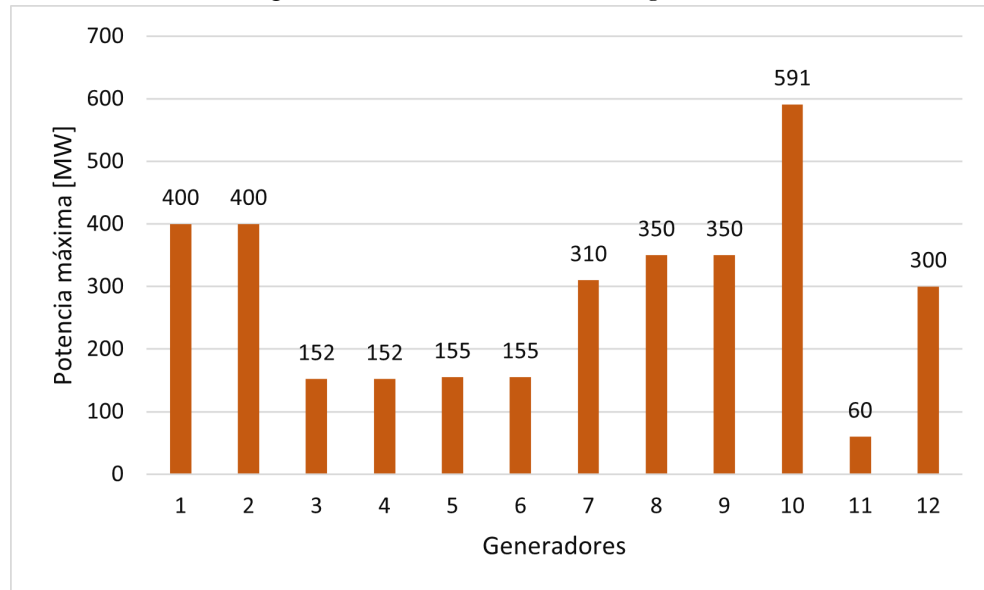
Nota: Información adaptada del informe general del mercado de XM (XM, 2020c)

► Generación

La cantidad de unidades de generación y el tipo de tecnología depende del caso base. Los datos de la generación se encuentran en el anexo datosIEEE18.xlsx donde se identifica cada unidad de generación, considerando la disponibilidad de generación de cada unidad se declara los siguientes parámetros:

- PMIN      Potencia mínima
- PMAX      Potencia máxima
- a            Precio de generación
- RMIN      Reserva mínima
- RMAX      Reserva máxima
- ar          Precio de reserva

Figura 28: Potencia máxima de cada generador



Nota: Información adaptada del informe general del mercado de XM (XM, 2020c)

► Líneas

La potencia mínima de cada unidad de generación corresponde a la declarada por los agentes generadores, así como la de reserva mínima. La potencia y reserva máxima ingresada en el modelo se considera como la disponibilidad de las unidades de generación en cada periodo. De igual forma cada unidad generadora está obligada a declarar el precio de generación y reserva.

4.3.4.3 Variables Dado ya los índices y los datos es necesario declarar las variables.

Figura 29: Variables en GAMS

```
Variables
obj          "Costos totales de operación"
CT(t)        "Costos Operación"
Pl(L,t)      "Flujo de potencia de la línea"
An(N,t)      "Angulo de la tensión en la barra" ;
```

Cabe resaltar que si existen variables que siempre toman un valor positivo, se debe indicar de la siguiente forma:

Figura 30: Variables positivas en GAMS

```
Positive Variables
Pg(G,t)      "Potencia activa generada por cada unidad"
Py(G,t)      "Potencia inyectada a la bolsa por cada generador"
Rg(G,t)      "Potencia de reserva de cada generador" ;
```

Estás son necesarias para el funcionamiento del modelo, para un mayor entendimiento de las ecuaciones del siguiente apartado se realiza una corta descripción.

obj	Función objetivo, costos totales de operación.
CT(t)	Valor de la función objetivo, donde se busca un presupuesto que minimice el costo de generación.
Pl(L,t)	Flujo de potencia de la línea.
An(N,t)	Ángulo de la tensión en la barra.
Pg(G,t)	Potencia generada por cada unidad de generación en cada banda horaria del día [MW].
Py(G,t)	Potencia inyectada por cada unidad de generación en cada banda horaria del día [MW].
Rg(G,t)	Reserva de energía almacenada en el embalse de cada central generadora de cada día [MWh].

**4.3.4.4 Ecuaciones** Para las ecuaciones, GAMS utiliza la palabra EQUATIONS estas se declaran primero para después ser definidas.

Figura 31: Ecuaciones en GAMS

```
Equation
Flujo_Linea      Flujo de Linea      ;
Flujo_Linea[LX(L,n,m),t]..
Pl(L,t) =e= -[An(n,t) - An(m,t)]/lin(L, n, m, 'X');
```

**4.3.4.5 Model** Por último, el comando MODEL se utiliza para indicar a GAMS las restricciones que debe contener un modelo, y el comando SOLVE hace que GAMS resuelva el problema planteado, para este caso de estudio el objetivo es minimizar la función obj.

Figura 32: Model en GAMS

```
option qcp = cplex;

model DCPF /D_Total, Flujo_Linea, Balance_Nodo/
model RESERVA /R_Total, Potencia_Reserva/
model IDEAL /Costs, Costos_Totales, Balance_Total/
model DCOPF /DCPF, IDEAL, RESERVA/
model DCOPF_RESERVA /DCOPF/
;
solve DCOPF_RESERVA using qcp minimizing obj
```

---

## CAPÍTULO 5

---

# Simulación y resultados en GAMS

Se describe el sistema eléctrico utilizado como caso de estudio para probar cada uno de los modelos de mercado, considerando todas las potencias dadas en por unidad y se realiza una comparación entre el modelo colombiano y el modelo colombiano implementando mercados intradiario y de balance (en los anexos se puede observar por completo los dos modelos en GAMS).

## 5.1 Caso práctico: Red 24 Nudos IEEE

Una vez se tiene el modelo de optimización matemática procedemos a utilizarlo en un caso práctico, para esto, hemos elegido el sistema eléctrico “*IEEE 24-bus Reliability Test System*” (Ver figura 33) que es acorde a la referencia.

La formulación de los apartados anteriores y la solución de la programación horaria sin pérdidas en la red del sistema se resuelve en una simulación del mercado (es decir, teniendo bloques de oferta y demanda). Como resultado de la optimización, se dará solución de la adecuación del mercado, teniendo en cuenta que son dos modelos ya trabajados. Cabe resaltar que, para mayor simplicidad, los valores serán utilizados en por unidad.

De este modo analizaremos la implementación de un mercado eléctrico en el sistema de caso de Estudio IEEE 24-bus, primero teniendo un modelo eléctrico asemejado al colombiano y seguidamente un modelo donde se incorpora sesiones intradiarias y un mercado de balance.

El sistema IEEE 24 Nudos consta de:

- 12 generadores, para nuestro estudio estos serán centrales hidráulicas con reserva. Donde dicha reserva no puede superar el valor 5.91.
- 17 demandas, repartidas en diferentes nodos como se observa en el sistema.
- La red de transporte con 24 nudos conectados entre sí por 34 líneas y 5 transformadores.
- Cuenta con dos niveles de tensión: 138 y 230 kV.
- El nodo de referencia es el 13, ubicado en el centro del sistema.
- La potencia base de cálculo es de 100 MVA.

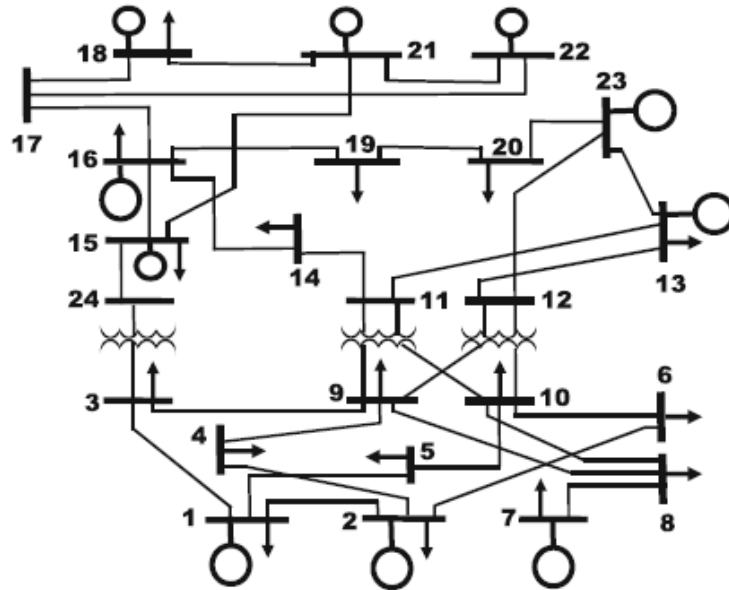
Además de los datos del sistema, se observa que los datos de generación y demanda horaria de potencia activa están dados por los nodos del sistema eléctrico.

---

### 5.1.1 Datos del sistema IEEE 24 Nodos

Los datos de entrada se tomaron del libro (Soroudi, 2017) agregando reservas al sistema.

Figura 33: Sistema IEEE de 24 nodos



Nota: El gráfico representa el sistema utilizado para el caso de estudio. Tomado del libro Power System Optimization Modeling in GAMS de Alireza Soroudi (Soroudi, 2017)

El anexo consta de un documento excel (datosIEEE18.xlsx) el cual contiene:

*Parámetros* Indica la cantidad de elementos del sistema y los periodos de tiempo.

*Carga* Contiene la cantidad de demandas en cada nodo y la potencia demandada.

*Generación* Se observa la cantidad de generadores en cada nodo junto con las potencias mínimas y máximas, los precios de oferta además de las reservas mínimas y máximas con su respectivo precio.

*Líneas* Debido a que es un sistema DCOPF se considera la potencia activa sin pérdidas, tenemos los nodos que conectan a cada línea con su reactancia y potencia máxima.

*Profile* Se consideran 24 tiempos para las 17 demandas, este dato es un porcentaje de los datos de la carga.

*Reservatotal* Es la cantidad total de la reserva del sistema en cada uno de los periodos de tiempo.

*Demandatotal* Es la potencia total demandada para las 17 demandas por cada  $t$  periodos.

## 5.2 Modelo colombiano integrando mercado intradiario y de balance al caso práctico (IEEE24 Nudos)

Considerando el sistema de potencia de la sección 5.1 y asumiendo un solo tipo de reserva necesario, cuyo valor es de 470 MW, se realiza una interpretación de cada una de las etapas del mercado junto con los resultados arrojados por los códigos.

### 5.2.1 Despacho ideal

Para el despacho ideal, se recurre a las características técnicas y económicas de cada una de las unidades generadoras del sistema de potencia que ofertaron en el mercado diario *day-ahead*, consignados en la tabla 8, a su vez, en la tabla 9 se establece la demanda del sistema para el mercado diario, estos datos en conjunto presentan los datos de entrada para el algoritmo. Cabe resaltar, que para ser más prácticos y objetivos, solo se evaluó el mercado en un periodo de tiempo, este fue el de las 18:00 horas, debido a que se puede observar la dinámica de las sesiones, esta hora se hace presente en los diferentes horizontes de operación.

Tabla 8: Datos de generación para la red IEEE 24 Nodos

Generador	Potencia mínima (MW)	Potencia máxima (MW)	Precio de generación (\$/MW)	Reserva mínima (MW)	Reserva máxima (MW)	Precio reserva (\$/MW)
g1	100	400	5,47	0	0	0
g2	100	400	5,47	0	0	0
g3	30,4	152	13,32	0	100	6
g4	30,4	152	13,32	0	120	5,5
g5	54,25	155	16	0	90	7,8
g6	54,25	155	10,52	0	100	5,3
g7	108,5	310	10,52	0	0	0
g8	140	350	10,89	0	150	8,2
g9	75	350	20,7	0	0	0
g10	206,85	591	20,93	0	170	9,5
g11	12	60	26,11	0	0	0
g12	0	300	0	0	0	0

Adaptado de: (Soroudi, 2017)

Tabla 9: Datos de demanda para la red IEEE 24 Nodos

Demanda	PD(MW)	Demanda	PD(MW)
d1	108	d10	195
d2	97	d11	265
d3	180	d12	194
d4	74	d13	317
d5	71	d14	100
d6	136	d15	333
d7	125	d16	181
d8	171	d17	128
d9	175		

Adaptado de: (Soroudi, 2017)

El código en GAMS para resolver este paso se proporciona en el anexo NuevoModeloColombianoIdeal.gms, una vez ejecutado, se observa que el costo mínimo de operación para el despacho ideal del mercado diario es de \$351,117, junto con un precio único (precio bolsa) para todos los nodos de \$20,93. En la tabla 10 se presenta los resultados para el despacho ideal y los datos de salida del algoritmo, entre estos, las potencias a inyectar y/o la destinada para la reserva por parte de cada unidad generadora.

Tabla 10: Resultados despacho ideal

Generadores	Potencia inyectada (MW)	Potencia reserva (MW)	Potencia generada (MW)
g1	400	0	400
g2	400	0	400
g3	62	90	152
g4	32	120	152
g5	65	90	155
g6	155	0	155
g7	310	0	310
g8	350	0	350
g9	350	0	350
g10	414	170	584
g11	12	0	12
g12	300	0	300

---

### 5.2.2 Redespacho

Posteriormente se dispone a ejecutar el redespacho, donde intervienen las restricciones de las líneas de transmisión, esto asegura que no se creen sobrecargas en el sistema y el flujo sea optimo, los resultados de esta etapa podrían ser iguales a los del despacho ideal, sin embargo,

de no cumplirse las restricciones de las líneas en el despacho ideal, estas podrían variar; en dado caso aumentaría el costo de operación, puesto que se empieza a tomar ofertas de generación con precios más elevados. Los datos de entrada para el algoritmo del redespacho nuevamente son los de las tablas 8 y 9, puesto que hace parte del mercado diario, adicionalmente en la tabla 11 se incorporan los datos técnicos de la línea.

Tabla 11: Datos las líneas para la red IEEE 24 Nodos

	X (p.u)	Potencia máxima (MVA)		X (p.u)	Potencia máxima (MVA)
b1	0.0139	175	b18	0.0476	500
b2	0.2112	175	b19	0.0418	500
b3	0.0845	175	b20	0.0476	500
b4	0.1267	175	b21	0.0966	500
b5	0.192	175	b22	0.0865	500
b6	0.119	175	b23	0.0389	500
b7	0.0839	400	b24	0.0173	500
b8	0.1037	175	b25	0.0245	1000
b9	0.0883	175	b26	0.0519	500
b10	0.0605	175	b27	0.0259	500
b11	0.0614	175	b28	0.0231	500
b12	0.1651	175	b29	0.0144	500
b13	0.1651	175	b30	0.1053	500
b14	0.0839	400	b31	0.0130	1000
b15	0.0839	400	b32	0.0198	1000
b16	0.0839	400	b33	0.0108	1000
b17	0.0839	400	b34	0.0678	500

Adaptado de: (Soroudi, 2017)

Una vez ejecutado el código `NuevoModeloColombianoRedespacho.gms`, se obtienen los resultados finales del mercado diario, se observa un aumento en los costos de operación \$353,46 y el precio bolsa \$26,11, esto es debido a los incrementos y decrementos de la generación en algunas unidades generadoras, todo con el fin de satisfacer las restricciones de la red. Los resultados de este mercado son a su vez, la solución para el modelo del mercado colombiano, pero hay que aclarar que aunque el precio bolsa varia entre estos despachos, el que se toma como referencia es el arrojado por el despacho ideal \$20,93.

Tabla 12: Resultados redespacho

Generadores	Potencia inyectada (MW)	Potencia reserva (MW)	Potencia generada (MW)
g1	400	0	400
g2	400	0	400
g3	62	90	152
g4	32	120	152
g5	65	90	155
g6	155	0	155
g7	310	0	310
g8	350	0	350
g9	300	0	300
g10	421	170	591
g11	55	0	55
g12	300	0	300

### 5.2.3 Sesiones intradiarias

Con la integración de nuevos mercados al modelo del mercado eléctrico Colombiano, surgen dos nuevas etapas, la primera es el mercado intradiario, este se realiza una vez hayan actuado todos los mecanismos del mercado diario. Para este mercado es necesario recopilar nuevamente los datos de entrada, tales como, las ofertas de cada unidad generadora (producción, reserva y precio) y la demanda del sistema tabla 13; mientras tanto, las características técnicas de la red serán las mismas, puesto que estas no varían. Los datos registrados en cada una de las sesiones intradiarias se observan en las tablas 14, 15 y 16, en cada sesión se volverá a despachar todo el sistema, actuando internamente como un mercado diario, se prevé que los resultados serían próximos a los del redespacho del mercado diario, aunque eventualmente no serán iguales puesto que el sistema varia en cada momento y la predicción de datos en el mercado diario fue de 16 hasta 39 horas antes de la operación, mientras que en el caso de las sesiones intradiarias es de hasta máximo 11 horas.

Una vez ejecutado el código Modelointradiariofinal.gms se tienen los resultados del mercado intradiario (ver tablas 17, 18, 19 y 20), es decir, datos de costos y generación, se toman los datos obtenidos de la ultima sesión, los cuales serán necesarios para desarrollar la ultima etapa, el mercado de balance.

Tabla 13: Consumo en la etapa del mercado intradiario

Demanda primera sesión	PD(MW)	Demanda segunda sesión	PD(MW)	Demanda tercera sesión	PD(MW)
d1	106	d1	101	d1	96
d2	95	d2	91	d2	86
d3	177	d3	169	d3	160
d4	73	d4	69	d4	66
d5	70	d5	66	d5	63
d6	134	d6	127	d6	121
d7	123	d7	117	d7	111
d8	168	d8	160	d8	152
d9	172	d9	164	d9	155
d10	192	d10	183	d10	173
d11	261	d11	248	d11	235
d12	191	d12	182	d12	172
d13	312	d13	297	d13	281
d14	98	d14	94	d14	89
d15	328	d15	312	d15	296
d16	178	d16	169	d16	161
d17	126	d17	120	d17	114

Tabla 14: Ofertas de los generadores despachables en el mercado intradiario en la primera sesión

Generador	Potencia mínima (MW)	Potencia máxima (MW)	Precio de generación (\$/MW)	Reserva mínima (MW)	Reserva máxima (MW)	Precio reserva (\$/MW)
g1	100	430	5,7	0	0	0
g2	100	420	5,6	0	0	0
g3	30,4	152	13,32	0	130	6,2
g4	30,4	157	13,76	0	150	5,7
g5	54,25	159	16,5	0	90	7,8
g6	54,25	157	10,74	0	140	5,35
g7	108,5	314	10,68	0	0	0
g8	140	353	11,02	0	200	8,25
g9	75	350	20,7	0	0	0
g10	206,85	591	20,93	0	190	9,6
g11	12	63	28,12	0	0	0
g12	0	310	3	0	0	0

Tabla 15: Ofertas de los generadores despachables en el mercado intradiario en la segunda sesión

Generador	Potencia mínima (MW)	Potencia máxima (MW)	Precio de generación (\$/MW)	Reserva mínima (MW)	Reserva máxima (MW)	Precio reserva (\$/MW)
g1	100	450	6	0	0	0
g2	100	430	5,8	0	0	0
g3	30,4	152	13,32	0	140	6,35
g4	30,4	157	13,76	0	150	5,7
g5	54,25	161	16,8	0	100	8
g6	54,25	157	10,74	0	150	5,4
g7	108,5	320	10,72	0	0	0
g8	140	355	11,1	0	210	8,4
g9	75	350	20,7	0	0	0
g10	206,85	598	21,12	0	190	9,6
g11	12	70	28,56	0	0	0
g12	0	315	3,4	0	0	0

Tabla 16: Ofertas de los generadores despachables en el mercado intradiario en la tercera sesión

Generador	Potencia mínima (MW)	Potencia máxima (MW)	Precio de generación (\$/MW)	Reserva mínima (MW)	Reserva máxima (MW)	Precio reserva (\$/MW)
g1	100	470	6,2	0	0	0
g2	100	430	5,8	0	0	0
g3	30,4	156	13,9	0	140	6,35
g4	30,4	160	14	0	170	5,9
g5	54,25	161	16,8	0	100	8
g6	54,25	160	10,8	0	150	5,4
g7	108,5	320	10,74	0	0	0
g8	140	357	11,18	0	220	8,62
g9	75	360	20,9	0	0	0
g10	206,85	620	21,69	0	200	9,73
g11	12	75	28,62	0	0	0
g12	0	325	3,7	0	0	0

Tabla 17: Resultados de la primera sesión del mercado intradiario compensado

Generadores	Potencia inyectada (MW)	Potencia reserva (MW)	Potencia generada (MW)
g1	430	0	430
g2	420	0	420
g3	98,1	53,9	152
g4	30,9	126,1	157
g5	69	90	159
g6	157	0	157
g7	314	0	314
g8	353	0	353
g9	298	0	298
g10	308,4	190	498,4
g11	15	0	15
g12	310	0	310

Tabla 18: Resultados de la segunda sesión del mercado intradiario compensado

Generadores	Potencia inyectada (MW)	Potencia reserva (MW)	Potencia generada (MW)
g1	450	0	450
g2	430	0	430
g3	108,1	43,9	152
g4	30,9	126,1	157
g5	61	100	161
g6	157	0	157
g7	320	0	320
g8	355	0	355
g9	219,8	0	219,8
g10	206,8	190	396,8
g11	15	0	15
g12	315	0	315

Tabla 20: Costos de operación en cada sesión intradiaria

Mercado intradiario	Costos de operación (\$)
Primera sesión	341,553
Segunda sesión	311,804
Tercera sesión	278,884

Tabla 19: Resultados de la tercera sesión del mercado intradiario compensado

Generadores	Potencia inyectada (MW)	Potencia reserva (MW)	Potencia generada (MW)
g1	470	0	470
g2	430	0	430
g3	156	0	156
g4	0	160	160
g5	61	100	161
g6	160	0	160
g7	320	0	320
g8	357	0	357
g9	250,7	0	250,7
g10	0	200	200
g11	0	0	0
g12	325	0	325

---

#### 5.2.4 Mercado de balance

Para finalizar, debido a que nuestro caso de estudio es un problema de optimización con plantas hidráulicas con reservas no se harán presentes los generadores estocásticos como lo son las plantas solares o eólicas. El código Modelobalance.gms actúa como el mercado de balance donde se origina el último mecanismo que busca equilibrar la oferta y demanda, y cabe destacar que en este mercado no se despacha todo el sistema, sino el remanente del periodo en cuestión. Como datos de entrada se tendrá en cuenta nuevamente las restricciones de la red, agregando las ofertas por parte de las unidades generadoras respecto al mercado de balance, estas pueden ser con regulación al alza o regulación a la baja, la demanda al momento de ejecutar el mercado y como se mencionó anteriormente los datos obtenidos en la última sesión intradiaria, específicamente la potencia que debe inyectar cada generador al sistema.

El primer paso de este mercado es comparar la demanda neta presente en la última sesión intradiaria con la demanda neta presente en el mercado de balance, de esta forma se da a conocer si hay un exceso en la demanda o en la generación. Una vez provisto el resultado se empieza a ejecutar el resto del mercado. Como se observa en la tabla 22, para nuestro caso

estudio hay exceso de demanda, es por esto que se hace necesario que el sistema aumente su producción para restablecer el equilibrio; para este mercado, los generadores que fueron despachados totalmente en el mercado intradiario no participaron, por tal razón se observa que solo tres unidades generadoras ofrecen vender generación adicional (Ver tabla 23). De esta forma se obtienen los resultados consignados en la tabla 25, con un \$102,584 de costo de operación de balance; al tratarse de una regulación al alza, era correcto predecir que el precio de bolsa con un valor de \$25,2 para el mercado de balance sería mayor que las otras etapas del mercado. Se observa eventualmente que para el caso de las reservas no se realizó ningún cálculo, puesto que estas ya quedaron definidas en el mercado intradiario.

Tabla 21: Consumo en la etapa del mercado de balance

Demanda	PD(MW)	Demanda	PD(MW)
d1	109	d10	195
d2	1	d11	270
d3	185	d12	200
d4	76,5	d13	317,5
d5	73	d14	125
d6	136	d15	334
d7	127	d16	190
d8	172	d17	145
d9	183		

Tabla 22: Comparación de potencia neta

Potencia neta en la tercera sesión intradiaria (MW)	Potencia neta en el mercado de balance (MW)
28,5	29,38 (MW)

Tabla 23: Ofertas de los generadores despachables en el mercado de balance con regulación al alza

Generador	Potencia mínima (MW)	Potencia máxima (MW)	Precio de generación (\$)
g9	0	109,3	24,6
g10	0	420	25,2
g11	0	75	34,2

Tabla 24: Ofertas de los generadores despachables en el mercado de balance con regulación a la baja

Generador	Potencia mínima (MW)	Potencia máxima (MW)	Precio de generación (\$/MW)	Reserva mínima (MW)	Reserva máxima (MW)	Precio reserva (\$/MW)
g1	0	400	2,3	0	0	0
g2	0	400	2,3	0	0	0
g3	0	152	6	0	100	6
g4	0	152	6	0	120	5,5
g5	0	155	7,4	0	90	7,8
g6	0	155	5,2	0	100	5,3
g7	0	310	5,2	0	0	0
g8	0	350	5,3	0	150	8.2
g9	0	300	9	0	0	0
g10	0	510	9,1	0	170	9,5
g11	0	0	0	0	0	0
g12	0	300	3	0	0	0

Tabla 25: Resultados del mercado de balance

Generadores	Potencia inyectada (MW)
g9	513
g10	357

Al contrastar los costos de generación del modelo colombiano y el nuevo modelo, a simple vista se observa que este último sería más costoso, aún así, es necesario resaltar que sin un mercado a corto plazo y sin las reservas necesarias, este tipo de modelo debe realizar repetidamente redespachos para asegurar que se supla la demanda en cualquier hora del día.

### 5.3 Análisis de la propuesta de mercado y Requerimientos para la implementación de mercados intradiarios y de balance en Colombia

Con la integración de un mercado intradiario y un mercado de balance al actual mercado colombiano, se requiere modificar no solo el diseño de este, sino también hacer cambios regulatorios que ayuden a compatibilizar los nuevos mecanismos con el esquema actual. A continuación, se presentan las reformas que se pueden presentar.

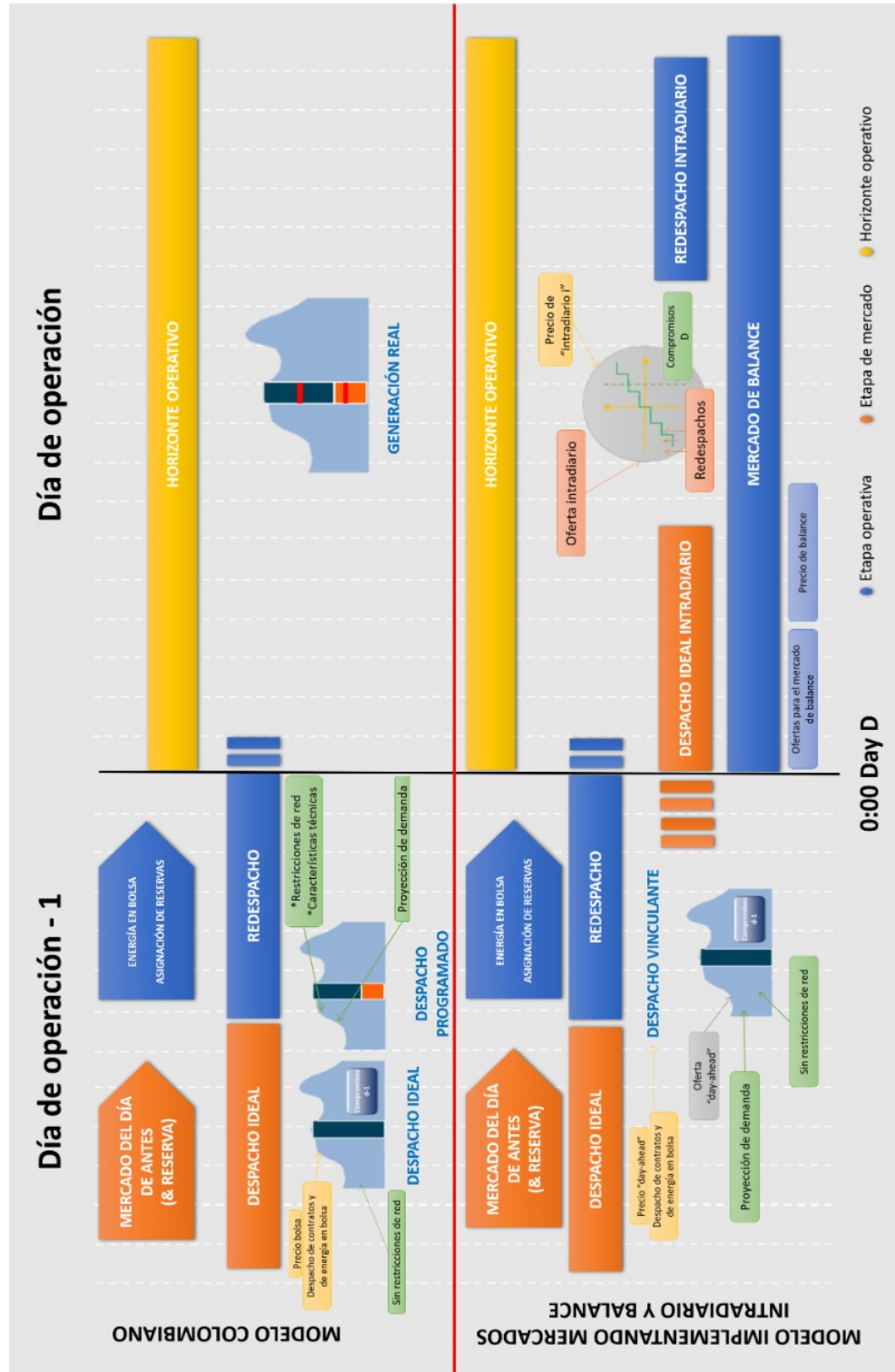
En primera instancia es importante recordar como quedó definido el nuevo modelo del mercado. Empieza con un mercado diario que fija unos compromisos vinculantes que pueden ser modificados o mantenidos en las sesiones del mercado intradiario, cualquier diferencia,

exceso de producción o consumo, entre el compromiso comercial final y la operación en tiempo real, será liquidado a través del mercado de balance.

Como en el modelo actual de Colombia (ver sección 2), es de relevancia conocer en el nuevo modelo la relación que existe entre la separación de la capa operativa y la capa comercial (Ver figura 34), y lo que se desarrolla en cada una de estas, sea en el día anterior a la operación y el día de la operación. En la capa comercial se realizan el cálculo de los precios y liquidaciones, es aquí donde se implementa el despacho ideal para el mercado diario e intradiario, en este despacho no se tienen en cuenta las restricciones de la red y se fija el precio hora por hora, como el precio máximo ofertado de los generadores despachados en cada hora. Mientras tanto en la capa operativa se realiza los despachos y las instrucciones de operación, entre estas encontramos: El redespacho (en el mercado diario), en donde se fija la operación esperada del día siguiente, teniendo en cuenta las restricciones de la red y buscando siempre los mínimos costos, de igual forma para las sesiones intradiarias se presenta un mecanismo que actúa de forma similar al redespacho del mercado diario.

Como último mecanismo de mercado, en la capa operativa, se encuentra el mercado de balance el cual asigna de manera eficiente los costos ocasionados por los desvíos que se producen después del cierre del mercado permitiendo equilibrar y garantizar la solución óptima del mercado, finalmente se encuentra el despacho real, donde se presentan las condiciones del sistema en tiempo real a la operación. Al mantener la separación de las capas, la casación del mercado es analizada por el operador del sistema y los compromisos vinculantes son el resultado de este ejercicio, que permite incluir los efectos de la red. Por parte de la demanda, en el actual mercado eléctrico colombiano, se tienen dos usuarios finales, los regulados y los no regulados, ambos participan en el mercado a largo plazo por medio de contratos bilaterales, pero no en el de corto plazo, el operador del sistema es el encargado de recopilar los datos suficientes para dar un estimado de la demanda total y de esta forma ser casada como una demanda inelástica en el mercado. Con la implementación de nuevos mercados y el proceso de descarbonización, es necesario que en Colombia se integren todas las demandas, incluyendo la bolsa de energía, como mejora ante la integración de FNCER. Para esto se requiere un proceso lento, el cual implica un aprendizaje extra para los participantes y una clara adaptación. Los nuevos mecanismos necesarios para que la demanda participe de forma eficiente en el mercado de corto plazo serían parte de otro estudio puesto que estos exceden el alcance del proyecto. Pese a esto, cabe resaltar que al hablar de una demanda, ahora elástica, todos los algoritmos utilizados en la casación del mercado, ya no buscarán minimizar los costos de operación, sino que buscarán una maximización del llamado beneficio social.

Figura 34: Diseño de los mercados propuestos

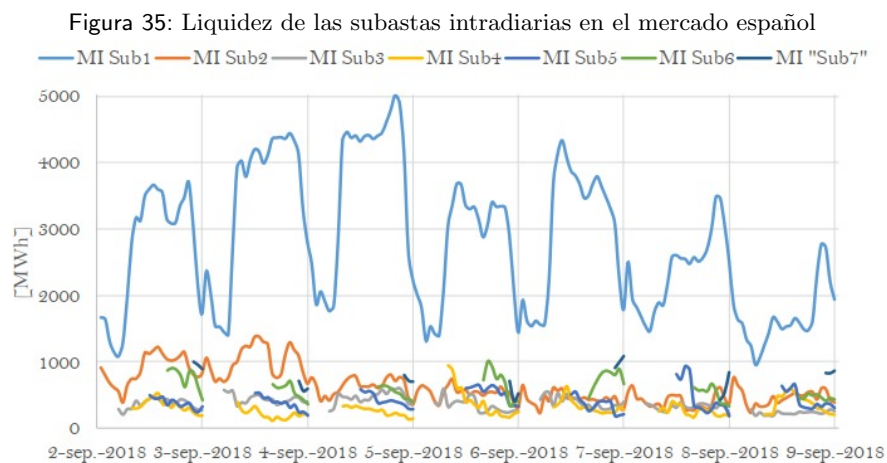


Nota: El gráfico representa el actual modelo colombiano y la integración de un nuevo modelo intradiario y de balance en Colombia. Adaptada del informe Definición de las características de funcionamiento del despacho vinculante, los mercados intradiarios y el mecanismo de balance del Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas (Comillas, 2018a)

Un elemento de gran importancia en el nuevo modelo es la cantidad de sesiones en la etapa del mercado intradiario y por supuesto, sus horizontes de operación, un mercado con mayor frecuencia de subastas en el mercado intradiario permitiría a las unidades generadoras ajustar sus posiciones en un tiempo cercano al mercado en tiempo real, caso contrario, con una menor frecuencia, mayor será la cantidad de horas en las que los participantes no pueden actualizar sus ofertas, aun así, al presentarse una mayor cantidad de subastas, se podrían presentar efectos negativos en la formación de precio. Como se observó en la línea temporal (Ver figura 23), los horizontes de operación se solapan, pero se destaca que cada subasta tiene un número de horas para las cuales, en cierto momento del día, sólo será posible comerciar en una subasta, debido a que estas horas no son cubiertas por otras subastas. Al finalizar las sesiones intradiarias se presenta el llamado *gate closure*, donde se presenta la última oportunidad para actualizar su posición comercial en el mercado.

Como se puede observar en la figura 35, se presenta la liquidez de las subastas intradiarias en el mercado español, se evidencia que no todas las subastas presentan la misma liquidez, en el caso de este mercado, la mayor liquidez se presenta en la primera sesión, mientras que cada en una de las sesiones, se observa que la liquidez baja en el horizonte de operación, concentrándose en las horas que ya pueden ser comerciadas solo en esa sesión.

Otros cambios regulatorios, se presentan en otros sectores, como es el caso de los contratos bilaterales, que en la regulación colombiana cubre la mayoría de las transacciones económicas, para este caso se debe especificar el mercado de referencia para su liquidación. De igual forma para el cargo por confiabilidad, donde se subastan obligaciones en firme, que se activan una vez el precio bolsa supere el precio de escasez, deberá ser ligado a un mercado de referencia, este podría ser el mercado diario.



Nota: El gráfico representa la liquidez de las subastas intradiarias en España. Tomado de la página web de la Red Eléctrica de España (RedEléctricaEspaña, 2018)

---

## CAPÍTULO 6

---

# Conclusiones

En este trabajo de grado se cumplió como objetivo investigar y analizar las condiciones actuales del mercado eléctrico en Colombia, logrando identificar una serie de problemas en la eficiencia operativa del mercado, con falta de visibilidad y pronósticos en la generación de las FNCER, afectando la planeación, el despacho y la operación en tiempo real, que como resultado deja un ineficaz mercado diario, no apto para el aumento de la participación de FNCER con intermitencias en su operación. Así es como se plantea una modificación a los mercados de corto plazo en Colombia, buscando mejorar la eficiencia económica, la disminución de costos y precios, la planificación de despachos, la respuesta a la demanda en tiempo real y la integración de nuevas tecnologías de las FNCER.

Antes de realizar un diseño de mercado de corto plazo adaptado para el modelo colombiano, fue necesario establecer unas referencias. De este modo, se analizaron diferentes mercados eléctricos internacionales de países como EE. UU y Europa. Se obtuvo información de los diferentes esquemas que puede tener un mercado y las características operativas importantes que tiene un mercado de corto plazo, entre estas se destaca, los esquemas de despacho *pool* en el cual los despachos se realizan con base en las ofertas de los participantes en dos etapas, la primera en un mercado del día siguiente y posteriormente en un mercado de tiempo real. En este último es mayormente utilizado los mercados intradiarios, estos pueden ser mercados de transacción continúa caracterizados por su flexibilidad y mercados por subastas donde se resalta su simpleza y liquidez.

Una vez realizado el nuevo diseño del mercado, se presentan evidencias numéricas; en este punto se destaca GAMS como herramienta para modelar cualquier problema de optimización, en este caso un sistema eléctrico con restricciones a la red y programación horaria, junto con el *solver cplex* pudo satisfacer las necesidades del caso, con tiempos de compilación bajos y coincidiendo con los resultados expuestos por el profesor Arileza Soroudi en su trabajo para

la red IEEE 24 Nodos sin reservas. Obtenido los resultados de cada modelo, se realiza un contraste entre mercados, concluyendo:

1. Al incorporar nuevos mercados de corto plazo al modelo del mercado eléctrico colombiano, es necesario realizar un ajuste a los actuales mecanismos, principalmente para determinar el precio bolsa, puesto que este servirá de referencia para la liquidación de los contratos bilaterales y demás mecanismos que busquen cubrir cualquier riesgo.
2. Pese a que la implementación de un mercado intradiario, les permite a los participantes un mejor panorama a la hora de ofertar en el mercado diario, es necesario ajustar las subastas intradiarias para que estas no afecten la toma de decisiones al operador, especialmente aquellas unidades generadoras que no ofertaron en el mercado “*day-ahead*” no podrían hacerlo en el intradiario, presentándose una escasez en el sistema.
3. El número de sesiones intradiarias y los horizontes de operación son de gran relevancia pues estos deben garantizar una operación segura, confiable y económica, previendo cualquier variación en el sistema energético. A modo de aprendizaje para todos los participantes y por falta de plantas generadoras con gran intermitencia, se inicia con tres sesiones, estas pueden ir aumentando una vez se hayan acoplado al nuevo modelo y se empiecen a implementar nuevas tecnologías en el ámbito de la generación. Haciendo posible un aumento en la frecuencia de subastas intradiarias, lo que contribuiría a que los participantes contaran con una mayor flexibilidad para ajustar sus ofertas, con costos asequibles y se reduciría el tiempo entre el cierre de la última sesión de mercado y la operación en tiempo real.
4. Es necesario tener un mecanismo que incentive a los participantes mantener las cantidades de generación fijas en cada etapa del mercado y más aún las necesarias para atender la demanda en tiempo real, con un diseño de precios eficientes.
5. El mercado de balance es utilizado en otros países por disminuir la brecha que existe entre los mercados y la operación en tiempo real. Se hace necesario contar con un mercado como este, si se quiere implementar las FNCER, puesto que, al tener generadores estocásticos como los eólicos o solares, no se tendría control de su producción y estos se podrían desviar de su generación programada en el mercado, es ahí donde entraría el mercado de balance, equilibrando la generación y el consumo lo más cercano al tiempo real. De esta forma, la integración de un mercado de balance al nuevo modelo le permite al sistema tener varios procesos de optimización cercanos a la operación, proporcionando mayor confiabilidad y fluidez.
6. Para ofrecer una mejora en el mercado eléctrico colombiano, este debe contar con tecnología capaz de pronosticar la demanda y la generación (a futuro de las FNCER) de una

forma efectiva, y una red de comunicación directa con los participantes, para que estos puedan responder ante cualquier necesidad en el sistema y los mercados de corto plazo se puedan actuar con información precisa, como es el caso de las sesiones intradiarias y el mercado de balance.

---

## Bibliografía

### A

---

Arenas Hoyos, D. (2014). *Mercado spot de energía y modelo alternativo para la fijación de un precio eficiente*. PhD thesis, Universidad EAFIT, Medellín.

Avalos, J. P. and Mellado, R. M. (2012). Estructura y funciones de un operador independiente. Technical report, Chile.

### B

---

Bello-Rodríguez, S. P. and Beltrán-Ahumada, R. B. (2010). Caracterización y pronóstico del precio spot de la energía eléctrica en Colombia. *Revista de la Maestría en Derecho Económico*, 6(6):293–316. Number: 6.

Benavides, J., Cadena, A., Gonzáles, J. J., Hidalgo, C., and Piñeros, A. (2018). Mercado eléctrico en Colombia: Transición hacia una arquitectura descentralizada.

### C

---

Cadavid Mazo, E. (2008). Seguimiento a las restricciones del mercado eléctrico colombiano.

CAISO (2020). California ISO - Entendiendo al ISO.

Castro, A. H. and Perez, D. M. (2019). Diseño de un despacho vinculante y un mercado Intradía en Colombia. Technical report, CIGRE, Brasil.

Chaves-Ávila, J. and Fernandes, C. (2015). The Spanish intraday market design: A successful solution to balance renewable generation? *Renewable Energy*, 74:422–432.

CND (2020). Qué es el Mercado Eléctrico Centro Nacional de Despacho - ETESA.

Comillas, I. (2018a). Definición de las características de funcionamiento del despacho vinculante, los mercados intradiarios y el mecanismo de balance. Technical report, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas.

Comillas, I. (2018b). Informe final. Technical Report Informe final, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Colombia.

Cortes, L. and Felipe, D. (2018). Monografía del mercado intradiario con miras a la implementación en el mercado de energía mayorista colombiano. Accepted: 2019-01-24T20:12:59Z Publisher: Pereira : Universidad Tecnológica de Pereira.

Corzo Ascanio, D. C. (2013). *Análisis del sector de energía eléctrica colombiano y regional*. PhD thesis, Universidad Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario Facultad de Administración de Negocios Internacionales Bogotá D.C., Bogotá.

CREG (2013). Historia en Colombia.

CREG004B (2016). Propuesta para la implementación de un despacho vinculante.

## D

---

Day, C. J., Hobbs, B. F., and Jong-Shi Pang (2002). Oligopolistic competition in power networks: a conjectured supply function approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(3):597–607. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems.

## F

---

FORUM, L. A. C. (2014). ANALYSIS OF LONG-TERM ELECTRICITY MARKETS IN A REGIONAL MARKET INTEGRATION CONTEXT. Technical report, Uruguay.

Frontier (2005). Benefits and practical steps towards the integration of intraday electricity markets and balancing mechanisms. Technical report, A REPORT PREPARED FOR THE EUROPEAN COMMISSION, London.

## G

---

GAMS (2020). Software Shop.

Garnier, E. and Madlener, R. (2014). Balancing Forecast Errors in Continuous-Trade Intraday Markets. page 38.

## H

---

Heinemann, D., Lorenz, E., and Girodo, M. (2006). Forecasting of Solar Radiation.

## L

---

Ley142 (2020). Servicios Públicos Domiciliarios.

Ley143 (2020). Ley Complementaria.

Ley1715 (2014). Por medio de la cual se regula la Integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.

Lozano, J., Luyo, J., and Molina, Y. (2018). El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización. *Revista TECNIA*, 28.

## M

---

Martínez Valle, A. (2010). *Modelado de la curva horaria de precios del mercado diario español*. PhD thesis, Universidad Pontificia Comillas, Madrid.

Milgrom, P. R. (2011). Critical Issues in the Practice of Market Design. SSRN Scholarly Paper ID 1790170, Social Science Research Network, Rochester, NY.

Morales, J. M., Conejo, A. J., Madsen, H., Pinson, P., and Zugno, M. (2014). *Integrating Renewables in Electricity Markets: Operational Problems*. International Series in Operations Research & Management Science. Springer US.

Moreno, R., Barroso, L. A., Rudnick, H., Mocarquer, S., and Bezerra, B. (2010). Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences. *Energy Policy*, 38(10):5758–5769.

Moreno, R., Bezerra, B., Barroso, L. A., Mocarquer, S., and Rudnick, H. (2009). Auctioning adequacy in south america through long-term contracts and options: From classic pay-as-bid to multi-item dynamic auctions. In *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pages 1–8. ISSN: 1932-5517.

## N

---

NORDPOOL (2017). Find out more about Europe's leading power market.

NORDPOOL (2020). Understand how the power market works.

## O

---

of OXFORD, U. (2018). A quarterly journal for debating energy issues and policies. Technical report, UNIVERSITY OF OXFORD, EEUU.

OMIE (2020a). DETALLE DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO INTRADIARIO.

OMIE (2020b). Mercado de electricidad | OMIE.

Oren, S. S. (2005). Generation Adequacy via Call Options Obligations: Safe Passage to the Promised Land. *The Electricity Journal*, 18(9):28–42.

## P

---

PJM (2018). The Value of Markets.

PJM (2020). PJM - Home. Página oficial.

## R

---

Ramos, A., Sánchez, P., Ferrer, J. M., Barquín, J., and Linares, P. (2010). *Modelos matemáticos de optimización*. PhD thesis.

RedEléctricaEspaña (2018). Red Eléctrica de España | índice Red Eléctrica.

Resolución006 (2003). Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Resolución024 (2010). Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Resolución025 (1995). Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Resolución054 (1994). Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Resolución055 (1994). Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Resolución063 (2000). Comisión de regulación de energía y gas.

Resolución114 (2005). La comisión de regulación de energía y gas.

Resolución122 (1998). Comisión de regulación de energía y gas.

Resolución051 (2009). La comisión de regulación de energía y gas.

Rodilla Rodríguez, P., Mastropietro, P., Gómez San Román, T., Agurto, R., Skerk, C., and Batlle López, C. (2018). Developing the design of the Chilean power market to allow for efficient deployment of renewables. *Revista: Oxford Energy Forum, Periodo: 1, Volumen: , Número: 114, Página inicial: 19, Página final: 21*. Accepted: 2018-06-11T09:07:41Z.

## S

---

Sierra, S. A. and Plata, M. P. T. (2006). Descripción del funcionamiento del sector eléctrico colombiano. *Ecós de Economía: A Latin American Journal of Applied Economics*, 10(22):7–44. Number: 22.

Soroudi, A. (2017). *Power System Optimization Modeling in GAMS*. Springer International Publishing.

SPOT, E. (2020a). EPEX SPOT.

SPOT, E. (2020b). Home | EPEX SPOT.

## T

---

Tarapuez Roa, J. C. and Barrera Ardila, G. S. (2010). *GAMS Aplicado a las Ciencias económicas*. PhD thesis, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá.

## U

---

UMPE (2015). Informe de Gestión 2014-2015. Technical report, Colombia.

UMPE (2020). Informe de Registro de Proyectos de Generación. Technical report, Colombia.

UNGRD (2016). Fenómeno del Niño. Análisis Comparativo, Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres, Bogotá.

UPME (2004). Una visión del mercado eléctrico colombiano.

**X**

---

XBID (2018). XBID Information Package.

XBID (2020). Cross-Border Intraday (XBID) Project.

XM (2007). El mercado de energía mayorista y su administración.

XM (2017). Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2017. Technical report.

XM (2020a). Expertos en Mercados.

XM (2020b). Informe General del Mercado. Technical report, Colombia.

XM (2020c). Qué hacemos.

**Z**

---

Z. Amin, A. (2017). Adapting Market Design to High Shares of Variable Renewable Energy.

---

# Apéndices

---

## APÉNDICE A

---

# Historia y regulación del sector eléctrico colombiano

El mercado de energía mayorista de Colombia es un mercado competitivo en el cual participan generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y los usuarios no regulados, su objetivo es intercambiar grandes bloques de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) a precios eficientes. A continuación se presentará una breve reseña de la prestación del servicio de energía eléctrica seguidamente se designará la normativa vigente para el despacho de energía la cual se basa en la constitución política de Colombia de 1991 junto con las leyes 142 y 143 de 1994 además se definirá la generación, las funciones del centro Nacional de Despacho (CND), los criterios para el despacho económico, el código de operación, el registro de los agentes del mercado mayorista y finalmente el mercado de corto plazo en Colombia el cual comprende el despacho del día siguiente, ofertas de precio y demanda, predespacho ideal, despacho programado y la operación en tiempo real.

### A.1 Antecedentes

En Colombia se inició la prestación del servicio de energía eléctrica en el año 1890, iluminando las calles de Bogotá. Esto se da por cuenta de inversionistas que formaron las primeras empresas con el fin de generar, distribuir y comercializar la energía eléctrica. Después del uso en el alumbrado público y comercio, se pasó a prestar el servicio en las zonas residenciales más acaudaladas de las ciudades y posteriormente, se implementó como fuerza motriz para las fábricas, talleres y tranvías(CREG, 2013).

Durante la década de los años treinta se incrementó el uso de energía eléctrica, supliendo la utilización de combustibles en sectores comerciales, industriales y residenciales. Para el sector residencial se implementó en la cocción de alimentos y en la calefacción. Los primeros

departamentos en realizar un desarrollo regional en los sistemas eléctricos fueron Cundinamarca, Santander, Antioquia, Valle del Cauca y la Región Caribe, tomando así cada vez más importancia la calidad de la prestación del servicio. Luego, se llega al punto que en 1937 por presiones políticas interviene el estado, de este modo todas las empresas eléctricas existentes del país pasan a sus manos (Corzo Ascanio, 2013).

Después de la segunda guerra mundial se incrementó rápidamente la población en algunas zonas de Colombia y a su vez la capacidad de generación, así como lo evidencia la tabla A.1.

Tabla 26: Total población colombiana y capacidad de generación, 1938-1964.

Año Censo	Población total de Colombia	Capacidad de generación [MW]
1938	9.072.894	46.7
1951	12.411.101	280
1964	17.684.510	922

Nota: Información tomada del artículo de revista academica Descripción del funcionamiento del sector eléctrico colombiano (Sierra and Plata, 2006)

En 1946 con la ley 80 se busca impulsar la electrificación del país creando el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electraguas), este se desempeñó en realizar estudios y ayudar en la ejecución de proyectos para instaurar el servicio eléctrico en zonas aisladas; Convirtiéndose en 1968 en el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL). Además de esto al sector eléctrico se integró la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, las Empresas Públicas de Medellín y la Corporación Autónoma Regional del Cauca (CREG, 2013).

Con una gran población sin servicio eléctrico sobre todo en zonas rurales, en la década de los años 50 se inicia el estudio para plantear la interconexión del sector eléctrico colombiano que permita la trasmisión y distribución del servicio, se hizo posible en 1967 con la creación de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) convirtiéndose el mercado en un monopolio. Mientras que, en el tema de generación, se divide la producción eléctrica entre departamentos creando diferentes electrificadoras (CREG, 2013).

Durante los 70 y 80 se vio afectada la situación financiera del sector eléctrico por diferentes factores, entre estos (Bello-Rodríguez and Beltrán-Ahumada, 2010):

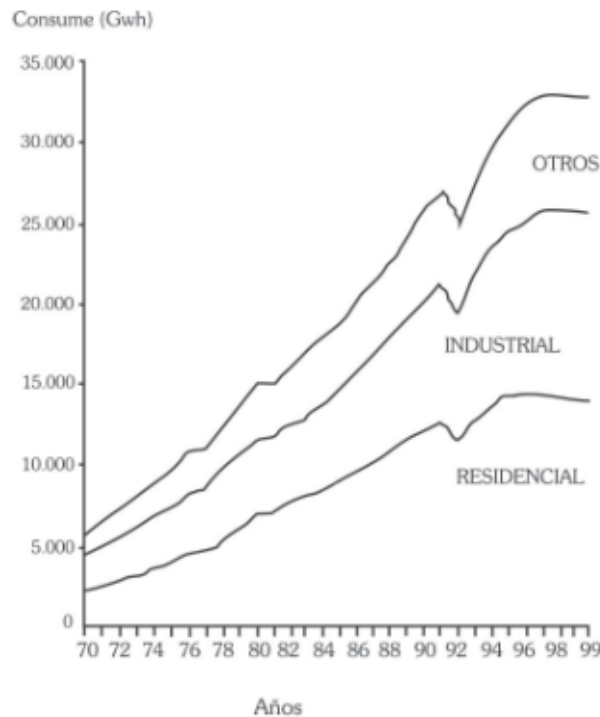
- La ineficiencia tanto en planeación como en estructura del sector, sobre todo en grandes proyectos de generación con sobre costos.
- La recesión económica mundial y el aumento del petróleo.
- La deuda internacional que se creó con el fin de desarrollar el sector.
- La politización de las empresas estatales y los subsidios inadecuados de tarifas.

En el año 1974 por medio del Decreto Ley 636 se reestructuró el Ministerio de Minas y Petróleos convirtiéndose en el Ministerio de Minas y Energía que se encarga en proponer y adelantar políticas sobre la generación, trasmisión, interconexión y distribución de la energía

eléctrica.

Entre 1971 y 1980 hubo un aumento significativo en la demanda eléctrica del país como consecuencia del crecimiento de la población, el desarrollo de la economía y el aumento de la cobertura eléctrica nacional, como evidencia se tiene la Figura A.1.1; entre 1981 y 1990 se presentó una disminución, hasta que en 1999 se inicia un descenso mayor debido a la difícil situación económica del país (Sierra and Plata, 2006).

Figura 36: Evolución de la demanda de energía eléctrica, 1970-1999



Nota: El gráfico representa la evolución de la demanda de energía eléctrica. Tomado del artículo de revista académica Descripción del funcionamiento del sector eléctrico colombiano (Sierra and Plata, 2006)

Con la Constitución Política de 1991 se define un nuevo esquema para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, que permite la participación de cualquier agente en la prestación de servicios donde el estado pasó de ser el prestador de servicio y responsable de la expansión a enfocarse en la regulación y el control; con esto se buscó mejorar la prestación eficiente de dichos servicios (CREG, 2013).

En 1992 en consecuencia del fenómeno del niño, el país pasó por un racionamiento de energía eléctrica (el más grande de la historia), donde las generadoras no lograron suplir la demanda, causando un desequilibrio en la oferta. El gobierno nacional al ver la grave problemática del sector reestructuró el Ministerio de Minas y Energías, disolvió la Comisión Nacional de Energía y creó tres unidades administrativas especiales: la Comisión de Regulación de Energía (CRE)

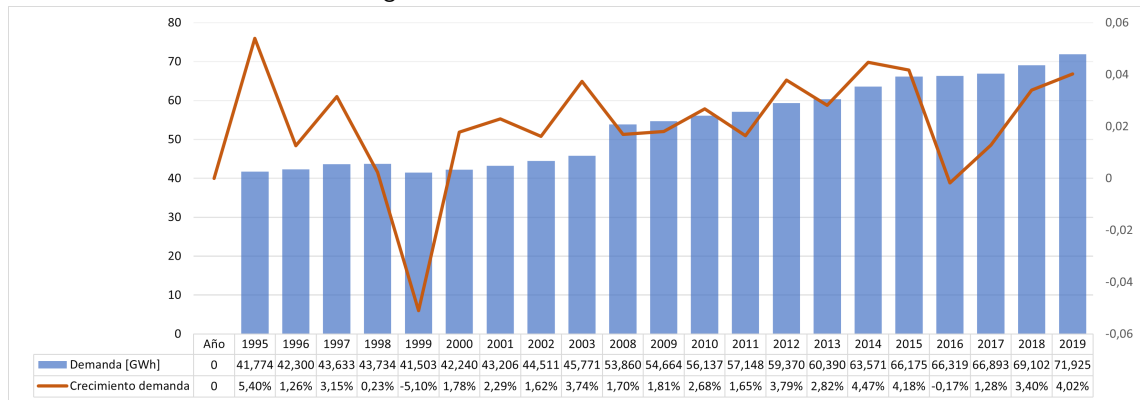
convertida en 1994 en la actual Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Información Minero Energética (UIME) y la Comisión de Planeación Minero-Energética (UPME).

La reestructuración del mercado eléctrico se dio en el año 1994 con la ley 142 (Ley de Servicios Públicos) y la ley 143 (Ley eléctrica), donde se separó la regulación y el control, introduciendo la competencia en el mercado de energía mayorista. Con la ley 142 se crean las Comisiones de Regulación y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSP), ésta última con las funciones de vigilancia, fiscalización y control de las empresas prestadoras de servicios (Sierra and Plata, 2006).

Para 1995 entra en funcionamiento el Mercado de Energía Mayorista (MEM), mediante la Bolsa de Energía (BE) el cual está conformado por los generadores, comercializadores que ejecutan intercambios de oferta y demanda de energía definidos por un mercado *spot* 1; y los distribuidores y transmisores quienes participan de forma pasiva (Bello-Rodríguez and Beltrán-Ahumada, 2010).

En los años 1998 y 1999 se presenta una nueva recesión económica, donde se registraron las cifras más pequeñas de crecimiento de la demanda después de la creación de la bolsa en 1995, en ese año fue de un 5.4 %, mientras que en 1998 el incremento de la demanda de energía fue de 0.23 % y en 1999 disminuyó un 5.10 % (Sierra and Plata, 2006), en la figura A.1.2 se puede observar el comportamiento del crecimiento de la demanda de energía desde el año 1995 hasta el 2019.

Figura 37: Demanda anual en Colombia



Nota: Información adaptada de la página web Expertos en mercados XM (XM, 2020a)

En el 2002 la Comunidad Andina de Naciones (CAN), realizo un marco general para la interconexión eléctrica entre los países de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela; buscando beneficios económicos, sociales y ambientales.

En Colombia, la capacidad de generación en 2016 era de 884 MW con solo un 5.33% correspondientes a plantas sin despacho central, donde incluye una planta de generación eólica,

cogeneradores, plantas filo de agua y otras plantas menores (XM, 2017). Y se planteó una expansión a 15 años donde desarrollan un potencial eólico de 474 MW, filo de agua de 360 MW, 248 MW de cogeneración, 143 MW solares y 275 MW geotérmicos (UMPE, 2015).

Desde 1995, después del evento del fenómeno del niño y sus consecuencias en el sector, se empezó a implementar una estructura donde opera un mercado, basado en precios *Day-ahead*. Este mercado, se basa en que un día antes se hagan ofertas de precio junto con declaraciones horarias para la operación del día, existen dos tipos de transacciones de energía las de corto plazo o en bolsa y los contratos a mediano plazo,

La formación del precio de bolsa presenta relación con la energía disponible en los embalses, sin embargo las variables que explican los cambios de las ofertas son diversas, entre ellas se encuentran la modificación de regulación, los precios de los contratos, las inflexibilidades, la generación de seguridad y las ofertas de otros recursos.

A pesar de los ajustes en el mercado eléctrico y todo el sector, el país se estancó debido a la falta de incorporación de nuevas tecnologías, donde se pueda controlar el comportamiento del mercado en tiempo real. Mientras que países que tienen incorporados una gran cantidad de energías renovables, como la eólica y la solar, han tenido que buscar soluciones para la predicción de generación, en este caso han implementado mercados en tiempo real o intradiarios, donde se aproximan el despacho y la operación real (Chaves-Ávila and Fernandes, 2015).

Después de ser revisada la situación del sector eléctrico del país a lo largo de la historia, se presenta en la siguiente sección un análisis del mercado eléctrico actual de Colombia en conjunto con su normatividad, donde se puede identificar los factores a mejorar con la implementación de un modelo de mercado intradiario y de balance.

## A.2 Normativa vigente para el despacho de energía en Colombia

En Colombia existe gran cantidad de normas y reglamentos que regulan el despacho de energía eléctrica, el cual es el encargado de programar la generación para cubrir la demanda esperada, por esta razón se definen las leyes y resoluciones que permiten regular el comportamiento del despacho de energía.

---

### A.2.1 Constitución política de Colombia de 1991 y leyes 142 y 143 de 1994.

Colombia es un estado social de derecho democrático con autonomía en las entidades territoriales, la Asamblea Nacional Constituyente creó la constitución política de 1991 la cual está compuesta por la finalidad social del estado y los servicios públicos domiciliarios principalmente en los artículos 367, 368, 369 y 370, donde se considera una función de regulación, vigilancia y control en la prestación de los servicios públicos, además el estado considera que estos son indispensables para los ciudadanos brindando cobertura, calidad, financiación

y régimen tributario. Igualmente, por medio de la superintendencia de servicios públicos domiciliarios se genera el control, la inspección y vigilancia de las entidades que presten estos servicios (?).

La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (142 de 1994) garantiza la calidad, disponibilidad, prestación eficiente y continua de los servicios, adicionalmente define los diferentes regímenes de regulación, además de los derechos y obligaciones de los usuarios; la Ley complementaria (143 de 1994) promueve la libre competencia en las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización asimismo especifica las funciones del Ministerio de Minas y Energía, y asegura la disponibilidad de los recursos de electricidad a diferentes regiones y sectores de país (Ley142, 2020)(Ley143, 2020).

---

### *A.2.2 Generación.*

La organización encargada de regular los servicios domiciliarios de energía eléctrica y gas (combustible) en Colombia es la CREG, se tiene en la generación de energía eléctrica en Colombia la resolución CREG 054 de 1994 y la resolución CREG 055 de 1994 donde se encuentran definiciones tales como la Bolsa de Energía, centro Nacional de Despacho, mercado mayorista, generador entre otros; la resolución CREG 054 de 1994 estableció las reglas para la actividad de comercialización de energía eléctrica en el SIN, mientras que la resolución CREG 055 de 1994 regula la actividad de generación de energía eléctrica en el SIN (Resolución054, 1994; Resolución055, 1994).

---

### *A.2.3 Funciones del Centro Nacional de Despacho.*

Teniendo en cuenta la resolución CREG 114 de 2005 en este apartado se aclararon las funciones que tiene el (CND). El cuál es el encargado de la planeación, operación, coordinación, supervisión y el control de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN, además el CND tiene la obligación de informar periódicamente al Consejo Nacional de Operación acerca de las violaciones, conductas contrarias, riesgos, operación real y esperada de los recursos del SIN, teniendo como objetivo una operación confiable, segura y económica (Resolución114, 2005).

---

### *A.2.4 Criterios para el Despacho Económico.*

En términos generales, el despacho económico se refiere a las condiciones de la producción de potencia, su objetivo es minimizar el coste de la producción de cada unidad de energía, tanto producida como distribuida y el precio que debe pagar cada usuario por el suministro de esta para obtener una mejor calidad al menor precio, garantizando las condiciones de seguridad del sistema. El despacho económico debe tener en cuenta los insumos como el estado de la red

eléctrica, parámetros de la red, predicción de demanda horaria preparada por el CND, oferta de precios, así como la disponibilidad y restricciones de cada planta, de esta forma el despacho económico queda a cargo del CND el cual establece la demanda dependiendo del precio de cada suministro por la planta generadora, adicionalmente ordena de forma ascendente los precios de oferta para cumplir con la demanda, minimizando los costos de operación y mantenimiento para mejorar la confiabilidad y seguridad del suministro, también el CND es el encargado de interrumpir la oferta de electricidad cuando este vea una inconsistencia en el sistema de generación.

---

#### *A.2.5 Código de operación.*

Teniendo en cuenta las resoluciones CREG 024 de 1995 (modificada el 5 de febrero del 2010) y CREG 025 de 1995, mediante la primera se regula el comercio de energía del mercado mayorista en el SIN, además estableció las reglas que deben cumplir los agentes en el mercado mayorista para facilitar la elaboración de contratos de prestación de servicios de energía a largo plazo obteniendo un registro, contenido, cesión y terminación así mismo establecer una competencia libre entre agentes del mercado; la resolución CREG 025 de 1995 determinó el código de redes como el conjunto de normas, reglas y procedimientos, los cuales deben cumplir las empresas de servicios públicos del sector eléctrico además como parte del reglamento de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El código de operación comprende los normas, procedimientos y condiciones de información necesaria para ejecutar el planteamiento, el despacho económico, la coordinación, la supervisión y el control de la operación en el SIN, para mantener una confiable, segura y económica demanda para el país (Resolución025, 1995; Resolución024, 2010).

---

#### *A.2.6 Registro de los agentes de mercado mayorista.*

Los agentes del mercado mayorista son los encargados de generar, transportar y vender la energía al usuario final; este mercado se divide en generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y consumidores, para el registro de los agentes en el mercado mayorista se debe adoptar las normas de la resolución CREG 006 de 2003 las cuales consisten en el registro de fronteras comerciales conjunto a las reglas como lo son la solicitud, el estudio, la información, la revisión y aclaración, la fecha de culminación del procedimiento, finalmente las observaciones y modificaciones del registro; asimismo como lo son los registros de contratos de usuarios no regulados y contratos a largo plazo, suministro de información de la operación y lectura de medidores, finalmente el plazo para la liquidación e información del soporte de transacciones comerciales por parte del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), como la publicación de información mensual de la liquidación y la fecha de emisión de facturas. (Resolución006, 2003).