

**PLAN ENERGÉTICO NACIONAL: UN ENFOQUE FINANCIERO
INTEGRAL A LARGO PLAZO**

ERIK JULIÁN DÁVILA RUEDA

**COLEGIO DE ESTUDIOS SUPERIORES DE ADMINISTRACIÓN
MAESTRÍA EN FINANZAS CORPORATIVAS
BOGOTÁ D.C., 20 de abril de 2017**

PLAN ENERGÉTICO NACIONAL: UN ENFOQUE FINANCIERO
INTEGRAL A LARGO PLAZO

Erik Julián Dávila Rueda

Proyecto de Grado presentado como requisito para optar por el título de
Magíster en Finanzas Corporativas

Asesor de Trabajo de Grado:
Eric Jesús Dávila Vides

COLEGIO DE ESTUDIOS SUPERIORES DE ADMINISTRACIÓN
MAESTRÍA EN FINANZAS CORPORATIVAS
BOGOTÁ D.C., 20 de abril de 2017

Nota de Aceptación

Firma del Presidente del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

BOGOTÁ D.C., 20 de abril de 2017

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	5
LISTA DE TABLAS	5
RESUMEN	6
PALABRAS CLAVE	6
INTRODUCCIÓN	7
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO	9
1.1. Planeación Descentralizada vs. Centralizada	10
1.2. Proyección de Demanda de Energía	12
1.3. Proyección de Precios de Energía	18
1.4. Evaluación de Proyectos	22
1.5. Teoría de Optimización Lineal	23
CAPÍTULO 2. SECTOR DE ENERGÍA EN COLOMBIA	25
2.1. Participantes del Sector	25
2.2. Comportamiento de la Demanda en Colombia	26
2.3. Comportamiento de la Oferta en Colombia	37
2.4. Equilibrio de Mercado en el Largo Plazo	42
CAPÍTULO 3. EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS EN EL LARGO PLAZO	45
3.1. Caracterización de Proyectos Tipo para el Largo Plazo	45
3.2. Evaluación Financiera de Proyectos Tipo	49
3.3. Modelo de Planeación Energética en el Largo Plazo	53
CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	55
BIBLIOGRAFÍA	57

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Proceso Box-Jenkins para Proyección de Demanda de Energía.	15
Figura 2. Representación de nodos y arcos.	18
Figura 3. Comportamiento de Índice MEI.....	20
Figura 4. Metodología para la proyección de los precios de energía.....	21
Figura 5. Proyección Precio de Energía Mensual.....	21
Figura 6. Participantes del Sector de Energía Eléctrica en Colombia.	25
Figura 7. Demanda de Energía Mensual Histórica.	27
Figura 8. Comportamiento Histórico de la Demanda de Energía en un Día.....	28
Figura 9. Primeras Diferencias de la Demanda Histórica.....	30
Figura 10. Comparación con serie sin estacionalidad.....	31
Figura 11. Serie en Primeras Diferencias sin Estacionalidad.	32
Figura 12. Pronóstico de la Demanda de Energía de Colombia.	36
Figura 13. Capacidad Instalada de Potencia en Colombia en 2016.....	37
Figura 14. Interconexión Eléctrica Internacional de Colombia.	38
Figura 15. Factor de Planta Hidro Vs MEI.....	39
Figura 16. Comparación de la Generación Hídrica y por Líquidos vs el Índice MEI.	39
Figura 17. Generación Histórica por Combustible.	40
Figura 18. Proyección de Generación con Capacidad Instalada 2016.....	41
Figura 19. Oferta y Demanda Estimada.	42
Figura 20. Energía Mensual Adicional Requerida.....	43
Figura 21. Potencia Adicional Requerida.	43
Figura 22. Capacidad de Potencia Futura Requerida.....	44
Figura 23. Comparación de los Flujos de Caja Libre del proyecto.	52
Figura 24. Rentabilidades ordenadas de los Proyectos Tipo.	54

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Estadísticas descriptivas de la serie Demanda de Energía Mensual.	29
Tabla 2. Prueba de Raíz Unitaria de Dickey-Fuller Aumentada de la primera diferencia.....	31
Tabla 3. Prueba de Raíz Unitaria para la serie en primeras diferencias sin estacionalidad.	32
Tabla 4. Función de Autocorrelación Simple y Parcial.	33
Tabla 5. Estimación del Modelo MA(1).....	34
Tabla 6. Estimación del Modelo ARMA(1,1).	34
Tabla 7. Autocorrelograma de los residuos MA(1).	35
Tabla 8. Prueba de Breusch-Godfrey para MA(1).....	36
Tabla 9. Fecha Límite y Capacidad Requerida.....	44
Tabla 10. Tabla de caracterización de Proyectos Tipo de generación.	45
Tabla 11. Proyectos de Referencia.	46
Tabla 12. Costos de operación y mantenimiento por kWh generado.	47
Tabla 13. Parámetros generales del modelo.	48
Tabla 14. Métodos para la Estimación del Costo de Capital.	49
Tabla 15. Estados Financieros del Proyecto Tipo de Referencia.....	50
Tabla 16. Ranking Financiero de los Proyectos Tipo.....	53
Tabla 17. Fecha Límite y Capacidad Requerida.....	54

RESUMEN

El trabajo propone un modelo de planeamiento energético integral, desarrollando un modelo de equilibrio energético óptimo en el largo plazo, utilizando técnicas de series de tiempo, econometría financiera y optimización. Adicional a este modelo, se integra un modelo de financiamiento energético a largo plazo, en el cual se tratan metodologías típicas de financiación, economía institucional, políticas de banca de inversión, entre otras, sobre los proyectos proyectados.

PALABRAS CLAVE

Plan energético, plan financiero, finanzas para energía, optimización financiera, equilibrio energético, proyección de precios de energía, análisis del sector energético en Colombia, energía en Colombia.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de las naciones está fuertemente relacionado con el desarrollo del sector energético al cual pertenecen. En una economía en vías de desarrollo la competitividad es un factor que marca la inmersión al mercado internacional, lo cual impacta de manera significativa la forma en la cual el país promueve sus productos y marca una diferencia en los mercados internacionales. En línea con esta última idea, Colombia está en un gran atraso tecnológico y económico frente a otros países a nivel regional e internacional. Sin embargo, Colombia tiene una canasta energética competitiva frente a otros países, principalmente contra los de la región.

El planeamiento energético de Colombia está determinado por los constantes esfuerzos del sector privado en proponer iniciativas que no se enmarcan bajo un plan estratégico óptimo. Según Cadena, la falta de coordinación entre los agentes y objetivos ha hecho que no se cumplan las metas energéticas propuestas en el mediano y largo plazo (2007). Los principales objetivos propuestos por el Ministerio de Minas y Energía incluyen “la integración de Colombia en los mercados energéticos internacionales, una mayor diversificación de la canasta energética del país y un aseguramiento en de la oferta de energética” (Ministerio de Minas y Energía & UPME, 2006).

En el Plan Energético Nacional Colombia (PEN): Ideario Energético 2050, se “presentan algunas ideas sobre el desarrollo futuro del sector energético colombiano que pueden servir como base para la elaboración e implementación de política energética”, sin embargo en este no se estructuran unas rutas específicas a seguir en la implementación de estrategias claras para el cumplimiento de los objetivos energéticos propuestos (UPME, 2015). Por una parte, el PEN realiza una revisión detallada de lo que se conoce como la transición energética, en la cual se presenta una reestructuración de los mercados nacionales alrededor del mundo. En parte, esta transición refleja las diferentes preocupaciones internacionales en desarrollar sistemas energéticos que se encuentren en línea con la mitigación y adaptación al cambio climático y sistemas que generen una seguridad en la oferta energética que asegure la diversificación de la canasta energética.

En línea con lo anterior, se identifica una clara necesidad a incorporar un modelo de planeación energética que no sólo tenga en cuenta los componentes técnicos de suplir la demanda creciente en el país, si no también, incorporar los componentes estratégicos y financieros requeridos para lograr el desarrollo sostenible del sector.

El presente trabajo tratará de incorporar los conceptos requeridos para establecer un plan estratégico y financiero para el desarrollo y cumplimiento de los diferentes objetivos propuestos por el gobierno nacional. Como primer énfasis, se realizará una revisión a la llamada transición energética, la cual se viene desarrollando con gran aforo en Europa. Seguido, se realizará una revisión de las ventajas y desventajas, así como los modelos de implementación para economías que desarrollan conceptos centralizados y descentralizados de aseguramiento energético. Tercero, se realizará una revisión conceptual de las diferentes herramientas que serán objeto de análisis para el planteamiento de una metodología que asegure la inversión en proyectos energéticos. Cuarto, se realizará un análisis detallado del funcionamiento actual del sector energético nacional y se realizarán los pronósticos necesarios para establecer las necesidades futuras del sector. Quinto, se caracterizarán las diferentes alternativas de proyectos y se realizará la evaluación financiera de cada uno de ellos, con el fin de establecer las condiciones que aseguren su implementación y así, proveer una herramienta de aseguramiento energético sostenible en el largo plazo.

Al final, se plantea obtener una herramienta que permita promover el desarrollo de inversiones estructuradas que asegure el cumplimiento de los diferentes objetivos plasmados en el Plan Energético Nacional, así como en el Plan Nacional de Desarrollo, mediante un enfoque financiero justificado en el largo plazo.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO

La planeación energética es un tema que normalmente no incorpora de manera asociativa el componente financiero y de viabilidad estratégica en el largo plazo. En los últimos Planes Energéticos Nacionales, Colombia se ha propuesto diferentes objetivos en términos de aseguramiento energético, diversificación de la canasta energética e inmersión de Colombia en mercados internacionales. Como lo menciona Cadena, la mayoría de estos objetivos casi nunca se cumplen (Cadena, 2007), por lo cual es necesario realizar un análisis que incorpore componentes económicos, financieros y estratégicos necesarios para la correcta implementación de proyectos en este sector.

Antes de iniciar el planteamiento del modelo de planeación financiera en el sector energético, es necesario realizar la revisión teórica de las diferentes estrategias que se están desarrollando a nivel internacional. Con ello, se podrán establecer los planes estratégicos para el desarrollo de los proyectos que resulten viables financieramente en determinado momento del tiempo. Así mismo, será necesario realizar una revisión detallada de las diferentes metodologías para establecer la demanda futura del país. En este capítulo se tratarán los diferentes métodos econométricos para identificar los escenarios de demanda futura que aplicarán en el modelo de equilibrio y que serán usados en la evaluación financiera de los proyectos. Adicionalmente, se revisará conceptualmente el funcionamiento del mercado eléctrico con gran énfasis en el comportamiento del precio de la energía en Colombia, con el fin de determinar las variables fundamentales que harán del modelo un modelo que por Constitución Colombiana, deberá ser económicamente eficiente. Adicionalmente, se realizará una revisión de los diferentes métodos de evaluación de proyectos y se establecerán los métodos que serán utilizados en el modelo de planeamiento. Por último, se realizará un análisis de la situación regulatoria que influye en la planeación y cómo de esta se podrán articular los modelos financieros a realizar.

1.1. Planeación Descentralizada vs. Centralizada

A principios del siglo XX, el sector eléctrico en Colombia se encontraba sectorizado. Tanto la generación como distribución y comercialización se encontraban atomizadas por instituciones regionales que enfocaban sus intereses en los principales centros urbanos del país. Fue en los años 60 donde los incentivos y la experiencia por parte del Banco Mundial y el BID motivaron el desarrollo de nuevos proyectos de generación y la interconexión eléctrica sobre los principales centros de consumo en el país. El financiamiento de estos grandes proyectos de generación y de interconexión trajeron expansión y confiabilidad al sistema, sin embargo, también conllevó a un gran déficit fiscal, ya que estos proyectos fueron financiados principalmente por agencias multilaterales. En los 90, el sistema presentaba fallas de mercado, ya que los principales agentes de mercado tenían incentivos en desarrollar proyectos regionales que no presentaban soluciones a nivel nacional (Velez, 2011).

A partir de la Constitución de 1991, el sistema eléctrico tomó como referencia el desarrollo de bolsas de energía como lo fue Chile, Inglaterra y Gales (Millán, 1999). En particular, el sistema Inglés tuvo gran incidencia en la estructuración del sistema eléctrico nacional de Colombia. Este sistema tuvo una posición de planeación descentralizada desde los años 70s hasta comienzos del siglo XXI. Esta planeación descentralizada daba flexibilidad al sector privado y público regional en gestionar de manera independiente el desarrollo de la infraestructura energética del país, sin embargo, grandes cambios se presentaron en la primera década del siglo XXI (Robinson, 2013). En los últimos años y debido a los diferentes compromisos frente al cambio climático, el gobierno Inglés ha estado participando activamente en las decisiones de los diferentes proyectos de generación eléctrica del país, especialmente en la selección de tecnologías y combustibles utilizados para dicha actividad. A partir de este punto, las diferentes decisiones de proyectos nuevos o renovados que aporten energía al sistema interconectado nacional están en línea con las diferentes políticas y decisiones tomadas por el gobierno. Adicionalmente, el gobierno empezó a implementar diferentes estrategias para incentivar los desarrollos en energía de Fuentes No Convencionales de Energía, en las cuales las energía renovables solares y eólicas tomaron gran ventaja en el Reino Unido (Robinson, 2013).

En los últimos años, Colombia ha venido teniendo un cambio similar, sin embargo la motivación de hacer partícipe al gobierno de los diferentes proyectos de generación no sólo contemplan un compromiso ambiental, sino también las presiones de los diferentes grupos de interés. Para este caso, Colombia ha implementado diferentes estrategias para promocionar y motivar la utilización de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), así como un constante llamado a una gestión óptima de la demanda. Sin embargo, hoy en día la promoción no ha sido exitosa y la canasta energética nacional se encuentra distribuida de manera similar a como estaba hace 15 años.

En diciembre de 2015, se realizó la vigésima primera reunión de la Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC). En el marco de este encuentro, se llegó a un acuerdo internacional sobre cambio climático con miras a evitar un aumento de la temperatura global promedio por encima de los 2°C. Colombia, en línea con las diferentes estrategias planteadas en sus planes de desarrollo, estableció diferentes compromisos que van enmarcados en la participación activa del gobiernos para el desarrollo de proyectos que tengan incidencia en la adaptación y mitigación al cambio climático. Con ello, Colombia pretende centralizar decisiones que antes no tomaba, tal y cual se presentó en el modelo Inglés.

En la COP21, “Colombia se comprometió a reducir el 20% de sus emisiones de gases de efecto invernadero para 2030 a partir de un escenario inercial. Esto quiere decir que Colombia tomó como punto de referencia el inventario de emisiones del 2010 y proyectó como crecerían sus emisiones si no se tomaran medidas de mitigación”. A partir de este compromiso, Colombia estableció un Plan de Acciones, en las cuales se realizarán proyectos de mitigación y adaptación frente al cambio climático, siendo los proyectos de generación de energía el principal foco de acción (MADS, 2015).

En línea con los compromisos establecidos en la COP21 y con la estrategia de Crecimiento Verde del Plan Nacional de Desarrollo (DNP, 2015), el Gobierno Colombiano pretende ser partícipe de las decisiones energéticas del país, promoviendo desde la normativa los diferentes proyectos que involucren mitigación y adaptación al cambio climático y se

enmarquen dentro del Plan Energético Nacional, incorporando a Colombia en los mercados energéticos internacionales, diversificando la canasta energética y asegurando la oferta energética del país.

Teniendo en cuenta esta participación activa del Gobierno, se puede mencionar que la planeación estratégica centralizada jugará un papel de interés en los próximos años, ya que enmarcará el desarrollo de proyectos de generación eléctrica en el país. Esta planeación requerirá de herramientas financieras para la correcta selección de alternativas que aporten a los compromisos adquiridos a nivel nacional e internacional.

1.2. Proyección de Demanda de Energía

La demanda energética de un país incorpora componentes no sólo eléctricos, sino también los diferentes energéticos utilizados en las actividades económicas cotidianas de una nación. Dentro de la demanda energética se encuentra la eléctrica, gas, combustibles líquidos, carbón, GLP, entre otros. En base a lo planteado inicialmente, el trabajo responderá la sostenibilidad en términos de energía eléctrica pero se tendrán en cuenta las diferentes variables que influyen de los diferentes energéticos utilizados en el país.

La demanda de energía eléctrica en Colombia se divide en varios componentes de uso:

1. Industrial.
2. Minas.
3. Servicios Sociales.
4. Comercio.
5. Electricidad, gas y agua de Ciudad.
6. Transporte.
7. Agropecuario.
8. Financiero.
9. Construcción.

Teniendo en cuenta que el cerca del 80% del consumo de energía eléctrica está dado al sector Industrial, Minas y Servicios Sociales.

Teniendo en cuenta estos componentes de la demanda de energía de Colombia, la UPME se encarga de realizar la proyección agregada de los diferentes escenarios posibles para determinar la demanda futura a largo plazo del país. Para esto, la UPME utiliza la metodología de Vector Autorregresivo (VAR).

La metodología de Vector Autorregresivo es un sistema lineal de ecuaciones estocásticas en diferencias para todo momento del tiempo t (Hamilton, 1994). Esta metodología es una generalización de los modelos autorregresivos, ya que incorporar diferentes variables sin tener en cuenta si esta es endógena o exógena. Esta metodología caracteriza las interacciones simultáneas entre un grupo de variables y parte desde el grupo de ecuaciones sin restricciones. Adicionalmente, este modelo contempla una estimación eficiente por mínimos cuadrados ordinarios que caracteriza el pronóstico.

En general, un modelo de Vector Autorregresivo se puede caracterizar con la siguiente ecuación:

$$Y_t = A_0 + \sum_{s=1}^K A_s Y_{t-s} + u_t$$

Donde

- K es el orden del modelo, es decir, el número de rezagos identificados en cada ecuación.
- u será el vector del error sin autocorrelación.
- A será la matriz que mide el efecto de cada una de las variables, junto con su rezago en cada momento del tiempo t .

Una vez se estima el modelo de Vector Autorregresivo, se realiza la prueba de raíz unitaria o prueba de Phillips – Perron (PP). Esta última prueba es idéntica a la prueba de Dickey-Fuller Aumentada con la única diferencia que no incluye el término de diferencia rezagada y

adicionalmente la estimación utiliza métodos no paramétricos para evitar la correlación serial.

Adicional a la prueba de raíz unitaria, se deberá realizar la prueba de Cointegración, mediante los dos métodos planteados por Soren Johansen: 1) La prueba de Lambda Máxima y 2) La prueba de Traza. Esta prueba busca probar la estacionariedad de la serie mediante una estimación por máxima verosimilitud, lo cual facilita por la utilización de distribuciones no estándar y asegurar su seguimiento de manera asintótica.

Así mismo, para la selección del orden de rezagos se toma el criterio de Akaike y Schwarz (1978) y por último, la selección del modelo se realiza bajo el criterio de del R cuadrado y el criterio de Hannan-Quinn (HQ).

Adicionalmente, para la proyección de la demanda se podrá utilizar la metodología Box-Jenkins, la cual incluye el análisis estructural del modelo mediante Autorregresivos y de Media Móvil (Wei, 2006).

El modelo Box – Jenkins es la metodología que utiliza los modelos ARIMA con el fin de establecer el proceso estocástico que genera la serie. Con el fin de realizar una especificación adecuada del modelo que genera la serie, la metodología Box – Jenkins debe asegurar la estacionariedad de la serie a proyectar.

Para este modelo, se debe realizar un análisis de los componentes autorregresivos de la serie, así como los componentes de media móvil y los componentes autorregresivos de la varianza del error (Modelo GARCH). A partir de la metodología Box – Jenkins se tiene la validación de un modelo de pronóstico que se ajuste a las características históricas de la serie (Wei, 2006).

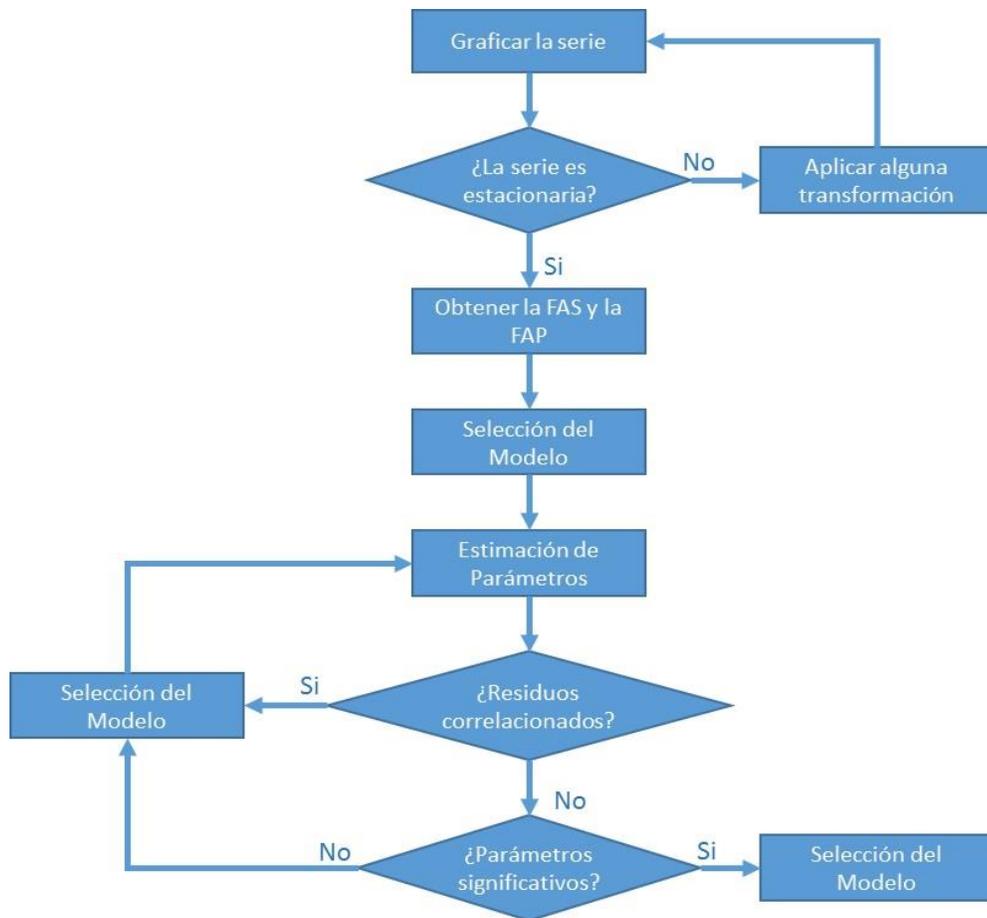


Figura 1. Proceso Box-Jenkins para Proyección de Demanda de Energía.

Para el caso de análisis, el trabajo de investigación incorpora la implementación de la metodología Box – Jenkins para la proyección de las series intermedias que se ajusten en mejor medida, para establecer el modelo óptimo de demanda y oferta de energéticos en Colombia.

Modelo AR(p)

$$Z_{t+k} = \alpha_1 Z_{t+k} + \alpha_2 Z_{t+k-2} + \dots + \alpha_{k-1} Z_{t+1} \rightarrow \text{Modelo Autorregresivo de orden } p$$

Modelo MA(q)

$$Z_t = \mu + a_t + \varphi_1 a_{t-1} + \varphi_2 a_{t-2} + \dots = \mu + \sum_{j=0}^{\infty} \varphi_j a_{t-j} \rightarrow \text{Modelo Media Móvil de orden } q$$

La metodología Box – Jenkins incorpora entre otros: La identificación y transformación de la serie de tiempo en una serie estacionaria. Para ello, se debe realizar un análisis de estacionariedad en media y en varianza. Con el fin de establecer esta hipótesis se debe realizar la prueba de Dickey-Fuller y el análisis de la función de autocorrelación simple de la serie. Adicional a esto, la identificación de una serie no estacionaria hace necesaria la transformación de la serie original, por lo cual se hace necesaria la implementación de diferentes transformaciones, que contemplan la integración y suavización de la serie. Seguido del proceso de transformación de la serie se debe identificar el proceso estocástico que generó la serie. Una vez se estima el modelo estocástico ARIMA que genera la serie se realiza la validación y pronóstico de la serie.

Adicional al pronóstico con series de tiempo, se realizará la validación de la causalidad existente entre el comportamiento de la demanda y otras variables respecto al comportamiento de los precios de energía. Estos, será un punto de referencia para realizar los modelos financieros ya que estarán vinculados directamente al nivel de ingresos que tendrán cada uno de los proyectos. Respecto a estos precios, se utilizará la metodología Box-Jenkins antes descrita y se juntará con modelo econométricos. Estos últimos marcarán un comportamiento estructural de los precios.

La econometría está definida según Gujarati como la medición económica, en la cual se combina la aplicación estadística matemática y la teoría económica para realizar la validación de eventos económicos (Gujarati, 2009). En línea con esto, el presente trabajo incorpora el análisis econométrico de diferentes variables económicas que explican tanto los precios de la energía como el equilibrio económico entre demanda y oferta del mercado de energía eléctrica en Colombia.

La aplicación de la estadística matemática se realiza bajo la aplicación de los modelos de regresión lineal, en los cuales se presenta inicialmente la identificación y selección de las variables económicas la cual se realiza bajo un enfoque de intuición del experto. Seguido de este proceso, la especificación y estimación del modelo realizando la aplicación de métodos

matemáticos, dando por seguido la validación y proyección de la variable explicativa del modelo.

A partir de la relación de variables y propuesta de análisis de intuición económica, se debe representar la relación económica entre las variables de interés.

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_k X_k + \varepsilon \rightarrow \text{Modelo de Regresión Múltiple}$$

$$\hat{Y} = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 X_1 + \hat{\beta}_2 X_2 + \dots + \hat{\beta}_k X_k \rightarrow \text{Modelo de Regresión Múltiple Estimado}$$

Teniendo una muestra aleatoria de las variables X de tamaño n, se tiene una matriz de representación X, un vector Beta y una variable dependiente Y como la que se muestra a continuación (Greene, 1997).

$$X = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & \dots & X_{1k} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ X_{n1} & X_{n2} & \dots & X_{nk} \end{bmatrix} \quad \beta = \begin{bmatrix} \beta_0 \\ \dots \\ \beta_k \end{bmatrix} \quad Y = \begin{bmatrix} Y_1 \\ \dots \\ Y_n \end{bmatrix}$$

$$X\beta = Y \rightarrow \text{Modelo de Regresión Múltiple Representación Matricial}$$

Para realizar la estimación del modelo de regresión lineal múltiple es necesario que las columnas k columnas de la matriz X sean linealmente independientes, con el fin que la matriz invertida no sea una matriz singular. Una vez se comprueba dicho supuesto, la estimación de los Betas se realiza por el método de mínimos cuadrados ordinarios.

$$\hat{\beta} = (X^T X)^{-1} X^T Y \rightarrow \text{Metodo de Estimación por Mínimos Cuadrados Ordinarios}$$

1.3. Proyección de Precios de Energía

Los modelos de Redes Neuronales se enfocan en la definición de relaciones lineales y no lineales entre unas variables de entrada y unas de salida (Villada, 2008). Las Redes Neuronales Artificiales hacen referencia a la implementación del funcionamiento adaptativo que tienen unas variables y reflejan un proceso de correlación iterativo y simultáneo entre ellas. El uso de redes neuronales artificiales en el pronóstico de series de tiempo está relacionado con el establecimiento de grafos y correlaciones entre nodos.

Con el fin de establecer los pronósticos del modelo óptimo de planeación y consecuentemente realizar el análisis financiero de la oferta energética requerida en el largo plazo, se realizará la comparación entre los modelos de Box – Jenkins y un modelo de Redes Neuronales Artificiales.

La representación en grafos de los nodos y arcos de la red de interés se puede ver a continuación.

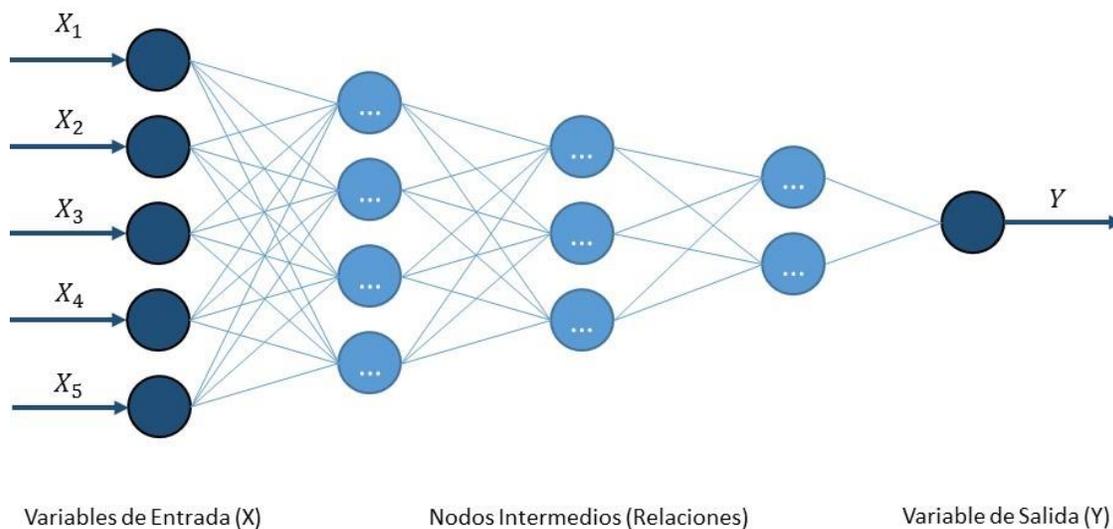


Figura 2. Representación de nodos y arcos.

Para realizar un pronóstico adecuado del precio de la energía es necesario entender el funcionamiento del mercado eléctrico nacional, con el fin de identificar las variables que estructuralmente inciden en los cambios y las volatilidades presente en este tipo de series.

Colombia tiene una alta dependencia a los efectos climáticos con lo cual existe una alta volatilidad en el mercado haciendo que el sector privado no se motive mucho en las instalación de planta termoeléctricas que suplan la demanda en periodos de sequía (Millán, 2006). Es importante notar el esfuerzo por incentivar la construcción de capacidades de generación adicional que es situaciones hidrológicas adversar compensen la disminución de generación por el nivel bajo de los embalses. En épocas hidrológicas normales, el 80% de la generación que despacha el Centro Nacional de Despacho (CND) es de hidroeléctricas y el otro 20% de térmicas, sin embargo, cuando hay fenómeno de niño, las hidroeléctricas no tienen capacidad de generación y su oferta disminuye, haciendo que las térmicas ofrezcan energía y el CDN las despache. El sistema de la subasta hace la tarifa de generación sea la más alta de los despachados, haciendo que las tarifas de generación sean altas por los altos costos de los combustibles que se utilizan en las térmicas.

Como se mencionó, Colombia tiene una alta dependencia a la hidrología de la zona, ya que la mayoría de sus plantas son hidroeléctricas. Es por ello que cuando se presentan eventos hidrológicos extremos, como un Fenómeno de Niño (Sequía) o un Fenómeno de Niña (Exceso de precipitaciones), la generación eléctrica se ve fuertemente afectada. La siguiente gráfica muestra el Índice MEI, el cual representa el comportamiento de las precipitaciones de la región.

Como se presenta en la siguiente gráfica, el índice de variabilidad climática es conocido como el MEI. Este índice marca las diferentes térmicas en las aguas del pacífico, las cuales marcan la gran variabilidad climática que presenta Colombia. A lo largo de los años, el MEI se presenta con un comportamiento sinusoidal, lo cual muestra comportamientos de fuerte lluvias y después temporadas de sequía. El rango crítico del índice está delimitado por $[-1,1]$, a medida que éste se encuentre por encima del 1 por un periodo largo de tiempo, el país presentará temporadas de sequía – Fenómeno de El Niño. Por el contrario, a medida que el

índice se encuentre por debajo, se presentarán fuertes precipitaciones – Fenómeno de La Niña. Los últimos dos grandes eventos registrados según la gráfica fue el fenómeno de El Niño en el 2015 y el fenómeno de La Niña en el 2011.

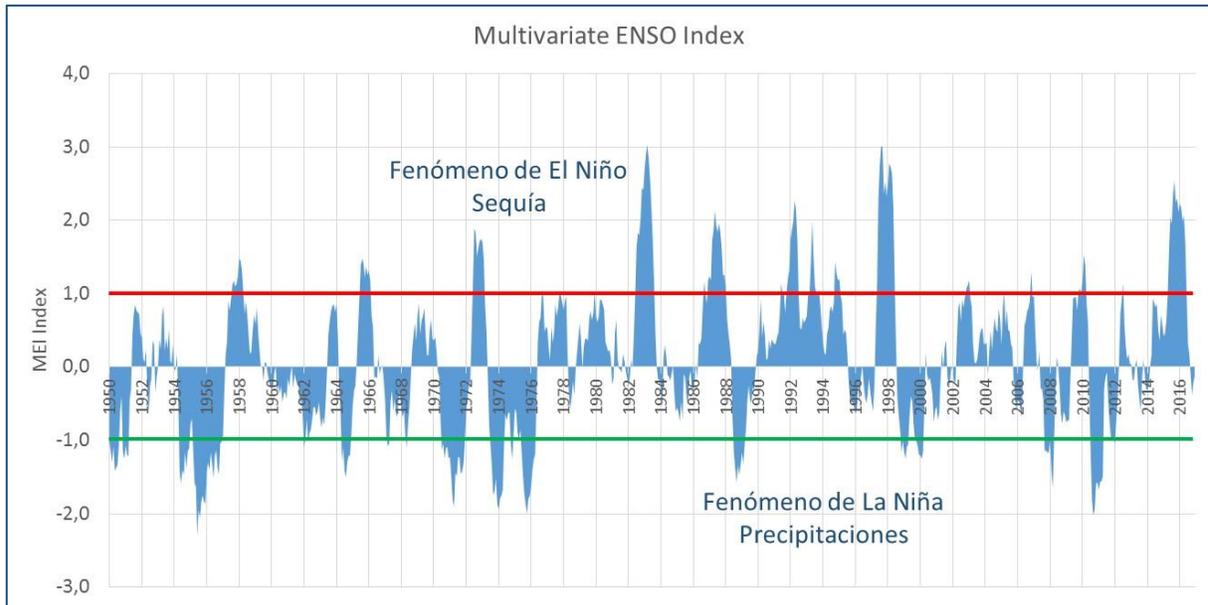


Figura 3. Comportamiento de Índice MEI.

Adicional a esta variable, se revisará la pertinencia de incluir variables intermedias para ajustar un modelo econométrico estructuralmente válido para la estimación del precio de la energía. Para ello, se plantea la utilización de la metodología presentada en la siguiente gráfica, la cual incorporará el análisis descriptivo, econométrico y de series de tiempo para realizar la proyección de los precios de energía en el largo plazo, bajo diferentes escenarios. Estos últimos serán utilizados en la evaluación financiera de los diferentes proyectos con el fin de revisar la rentabilidad bajo la sensibilidad en los ingresos a precios de mercado (volátiles).

Dentro de esta metodología se plantea realizar un análisis econométrico de la serie histórica, la cual incorpora el análisis de estadísticas descriptivas. Después, se plantean las variables que influyen directamente en el precio de la energía, llegando así a la especificación y estimación del modelo econométrico.



Figura 4. Metodología para la proyección de los precios de energía.

Una vez se tenga el modelo estructural definido, se realizará la estimación de las variables intermedias mediante modelos de series de tiempo (Metodología Box-Jenkins) y simulaciones y se realizará la proyección del precio mensual. Una vez se tenga el comportamiento mensual de la serie se realizará la estimación del escenario y por último se realizará la transformación de los precios incorporando su comportamiento semanal y diario.

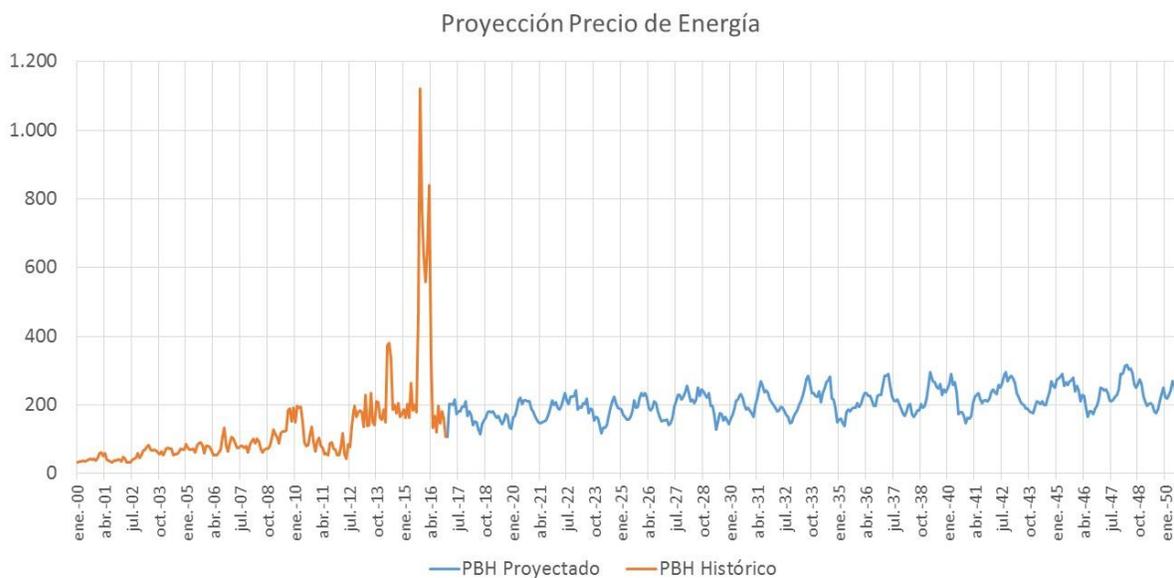


Figura 5. Proyección Precio de Energía Mensual.

1.4. Evaluación de Proyectos

La evaluación de proyectos comprende el análisis de los flujos de ingresos y egresos esperados por la realización de un proyecto. El análisis de los flujos esperados del proyecto a evaluar debe tener en cuenta el análisis del valor del dinero en el tiempo (Serrano, 2010). El valor del dinero en el tiempo es un concepto subjetivo y dependerá, en la mayoría de casos, de la percepción y valoración del dinero en el tiempo de un agente en particular.

Para realizar la correcta valoración de proyectos, es necesario conocer las características específicas de los flujos de ingresos que se tendrán, así como la estructura de egresos. Adicionalmente, se debe estimar de manera adecuada el costo del dinero en el tiempo con el cual se descontarán los flujos esperados del proyecto, con el fin de medir el valor del proyecto al día de evaluación.

Para determinar el costo del dinero se pueden aplicar diferentes técnicas, dentro de estas se encuentran el modelo CAPM (Markowitz, 1999), el modelo del WACC y un análisis de mercado. Para la evaluación financiera de los proyectos de estudio se realizará la estimación del costo de oportunidad mediante diferentes metodologías

Adicionalmente, se incluirá el análisis de cada uno de las alternativas mediante la valoración de proyectos por opciones reales. Esta herramienta provee una alternativa flexible para la toma de decisiones de inversión bajo incertidumbre. A medida que existe incertidumbre en modelos a largo plazo, la utilización de instrumentos financieros como las opciones reales hacen que su opcionalidad, provea un incentivo adecuado para mitigar el riesgo que se puede presentar en situaciones inciertas (Venegas, 2012).

Las opciones reales se pueden clasificar en cinco instrumentos debido a sus características: Opción real de expansión, Opción real de contracción, Opción real de cierre temporal, Opción real de abandono, Opción real de cambio tecnológico, o una mezcla de ellas (Venegas, 2012).

La opción real de expansión podría representar en la posibilidad de ampliación de un proyecto de inversión. La metodología a implementar bajo esta teoría es la valoración de opciones mediante la Fórmula de Black-Scholes, teniendo en cuenta que la prima de la opción dependerá del valor presente de los flujos esperados, el costo de la inversión para la expansión del proyecto, la tasa libre de riesgo y la volatilidad esperada de los flujos. Teniendo en cuenta estos valores, se tiene que el valor intrínseco de esta opción estará dado por la siguiente ecuación.

$$Cexp(S_T, T, Porción\ Inversión, Inversión) = \max((1 + Porción\ inversión) * S_T - Inversión; S_T)$$

Para el caso específico de análisis se realizará la revisión de la metodología de opciones reales de expansión, con el fin de comparar el costo de implementación de un proyecto, teniendo en cuenta la volatilidad futura que tendrán estos proyectos (Demanda y Precios).

1.5. Teoría de Optimización Lineal

La teoría económica tiene dos principales aproximaciones al equilibrio económico: el primero es dado por el Equilibrio General, el cual comprende un análisis microeconómico que contempla un análisis de lo particular a lo general y el otro un análisis macroeconómico que parte de lo general a los particular.

Para el caso del equilibrio en términos energéticos a largo plazo, se tratará de un análisis macroeconómico utilizando como método de análisis un modelo de optimización lineal. Este método tendrá presente las diferentes fuentes energéticas (Oferta) en equilibrio con los diferentes consumidores (Demanda). La implementación de un modelo de optimización se realizará bajo un enfoque dinámico, es decir, se realizará a integración, implementación y validación del modelo en términos de equilibrio general bajo un enfoque keynesiano (macroeconómico – de lo general a lo particular).

Los modelos de optimización dinámica pretenden encontrar las soluciones óptimas de decisión de problemas que cambian en el tiempo. Para el caso particular del trabajo, el sistema energético se comportará cambiante a largo plazo. Dependiendo de las diferentes

fuentes, costos, consumos y precios, el modelo de optimización dinámica proveerá un plan energético con el fin de establecer la oferta requerida a financiar en el largo plazo, bajo un enfoque de equilibrio energético.

La historia de la optimización se remonta al año 1760, en el cual J. L. Lagrange propone la solución de problemas de optimización por el método de cálculo de variaciones utilizando ecuaciones de igualdad. Seguido de esto, C. F. Gauss alrededor del año 1820, propone el método de eliminación Gaussiana, con el fin de encontrar solución a las ecuaciones lineales. Casi un siglo después, J. Von-Neuman, trata la teoría de juegos aplicada a la teoría de equilibrio general y crecimiento económico estable. Aplicando estas bases específicas de la economía y teorías de equilibrio general, W. Leotief propone el modelo de entrada y salidas enfocado en la solución óptima de problemas de producción estable. Por último, cerca del año 1930, Koopmans y Kantorovich, relacionan la problemática de recursos escasos y proponen un modelo de asignación óptimo de estos recursos escasos.

El problema de optimización dinámico, pretende resolver problemas de asignación de recursos a medida que las variables cambian en el tiempo. A continuación se muestra el desarrollo de la teoría de asignación óptima de recursos en un periodo, la cual se aplicará de manera dinámica en el plan energético establecido.

VARIABLES DE DECISIÓN	X_i : Oferta de i .
PARÁMETROS	D_i : Demanda de i . C_i : Costo de i .
RESTRICCIONES	$X_i = D_i$ (Equilibrio)
FUNCIÓN OBJETIVO	Minimizar (Costos)

Adicional al modelo planteado anteriormente, tanto las variables de decisión como los parámetros, restricciones y objetivos pueden cambiar en el tiempo. Por lo cual el problema pasa de ser estático a ser dinámico, resolviendo problemas secuenciales en el largo plazo.

CAPÍTULO 2. SECTOR DE ENERGÍA EN COLOMBIA

2.1. Participantes del Sector

El Ministerio de Minas y Energía tiene el papel de coordinar todo el sistema y delegar las responsabilidades sobre los agentes encargados de la regulación, planeación y supervisión. En estos papeles se encuentra la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la cual se encarga de establecer las reglas de juego para la mayoría de energéticos en el país, centrandose su atención en el sector eléctrico y en el sector gas. En el mismo nivel, se encuentra la Unidad de Planeación Minero Energética, la cual planea la estructura futura del sistema interconectado. Cada año, la UPME realiza un plan de expansión del sistema eléctrico en Colombia. Adicional a esto, la UPME es la encargada de dar los permisos pertinentes en la construcción de infraestructura eléctrica del país (CREG, 1993).

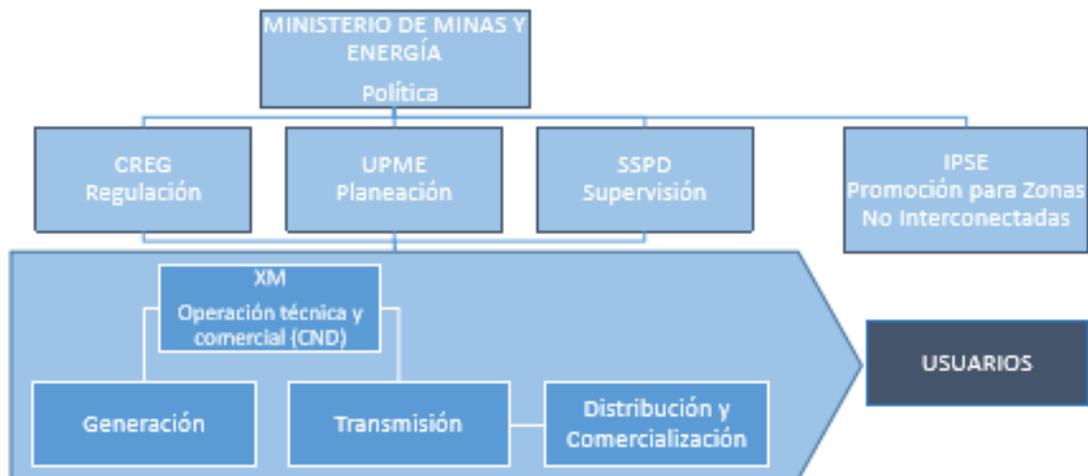


Figura 6. Participantes del Sector de Energía Eléctrica en Colombia.

Un tercer agente es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) la cual se encarga de supervisar que se cumplan las reglas de juego establecidas por la CREG. Este ente se encarga de supervisar tanto tarifas como la disponibilidad del cada uno de los sectores energéticos que hacen parte de la canasta de servicios públicos. En el mismo nivel pero un poco separada del Sistema de Interconexión Nacional (SIN) se encuentra el IPSE, el cual es

el instituto para la promoción de energía en zonas no interconectadas. Este ente es el encargado de establecer mecanismo para proveer a pueblos o municipios que no tienen acceso a la red nacional de energía eléctrica.

XM, es el encargado de la operación de todo el sistema, ya que lleva un registro de la información sobre las plantas de generación existentes, maneja la información de los precios de bolsa y tiene a cargo el Centro Nacional de Despachos (CND). El CDN es el encargado de recibir, por medio de ofertas, la cantidad y precios de energía de los generadores. Cada día, los generadores envían la oferta de precio y cantidad con sobre cerrado al CND, con lo cual este ente, selecciona de manera transparente qué generador entra en el sistema y se determinan los precios de generación de cada momento del siguiente día.

La reforma eléctrica que se dio en los años 90 no sólo establecía los agentes encargados del sistema, si no también, creaba el Mercado Mayorista de Energía (MME), el cual iba a ser el encargo de promover una competencia sana en el mercado, permitiendo contratos bilaterales dependiendo del tipo de usuarios y las transacciones en bolsa. Este sistema fue tomado como referencia de los pioneros en el desarrollo de bolsas de energía como lo fue Chile, Inglaterra y Gales (Millán, 1999). En estos casos se tuvieron dificultades en la libre competencia y en la libertad de oferta energía o no en el sistema. Después de estos pioneros fue Noruega, en implementar un sistema parecido pero permitiendo más libertad en la oferta. Adicional a esto, la bolsa de Noruega permitía el desarrollo de mercados secundarios lo cual le daba un poco más de flexibilidad y liquidez al mercado. Por otra parte, la implementación en la región se vio instaurada por Argentina, Perú y Bolivia como copia al sistema chileno, algunas de ellas desarrollaron nuevos mecanismo y otras pasaron por las mismas dificultades que en el sistema chilenos, asociadas a la influencia política que podría desincentivar las inversiones privadas en el sector. En el sector se sumó la aparición de la Bolsa de Colombia y Brasil.

2.2. Comportamiento de la Demanda en Colombia

En este capítulo se evaluará la metodología actual de cálculo de demanda nacional elaborada por Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), del Ministerio de Minas y Energía.

Una vez se analiza la metodología se revisará bibliografía tanto de agencias internacionales sobre el manejo de los balances energéticos nacionales, en los cuales se incorporan análisis estadísticos estocásticos y determinísticos. Al final de este capítulo se debe tener un modelo para proyectar de manera estadística y fundamental la demanda energética requerida por el país a largo plazo.

Para este caso, se tomará la serie de demanda de energía histórica presentado por XM, operador del mercado eléctrico en Colombia. Se toman los datos horarios de demanda total requerida por el sistema interconectado Nacional, en la siguiente gráfica se presenta el agregado mensual de la demanda.

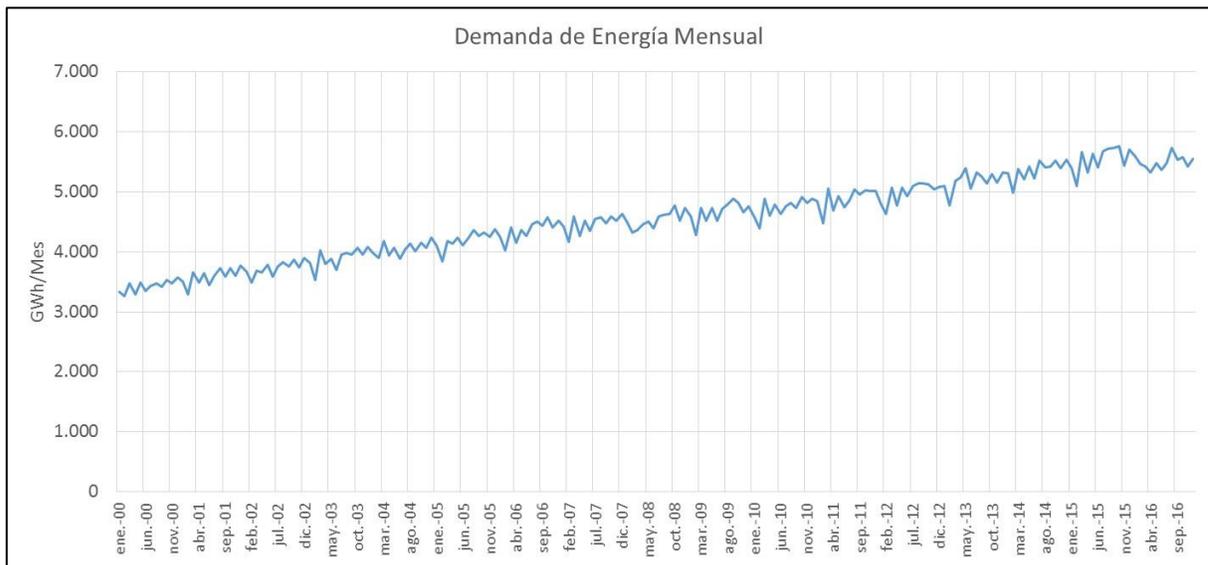


Figura 7. Demanda de Energía Mensual Histórica.

La demanda agregada mensualmente presenta un comportamiento creciente en el tiempo, comportamiento que está en línea con el crecimiento económica que tiene el país en el largo plazo. Con un crecimiento de 0,3% mensual (3,6% anual), el crecimiento de la demanda de energía eléctrica se encuentra correlacionada con el crecimiento del Producto Interno Bruto de Colombia en el largo plazo. Adicionalmente, es importante observar que el comportamiento diario de la demanda de energía no es constante en las diferentes horas del día. Este último comportamiento será crítico a la hora de proponer las diferentes alternativas

de proyectos a lo largo del trabajo, ya que las diferentes alternativas incorporar suministros de energía al sistema eléctrico que no serán constantes en el día, semana o mes del año.

Para tener un ejemplo específico del comportamiento diario de la demanda de energía, se tomará el promedio de cada hora del año 2015, el cual representa un comportamiento normal de la demanda de energía según se mostró en la Figura 7.

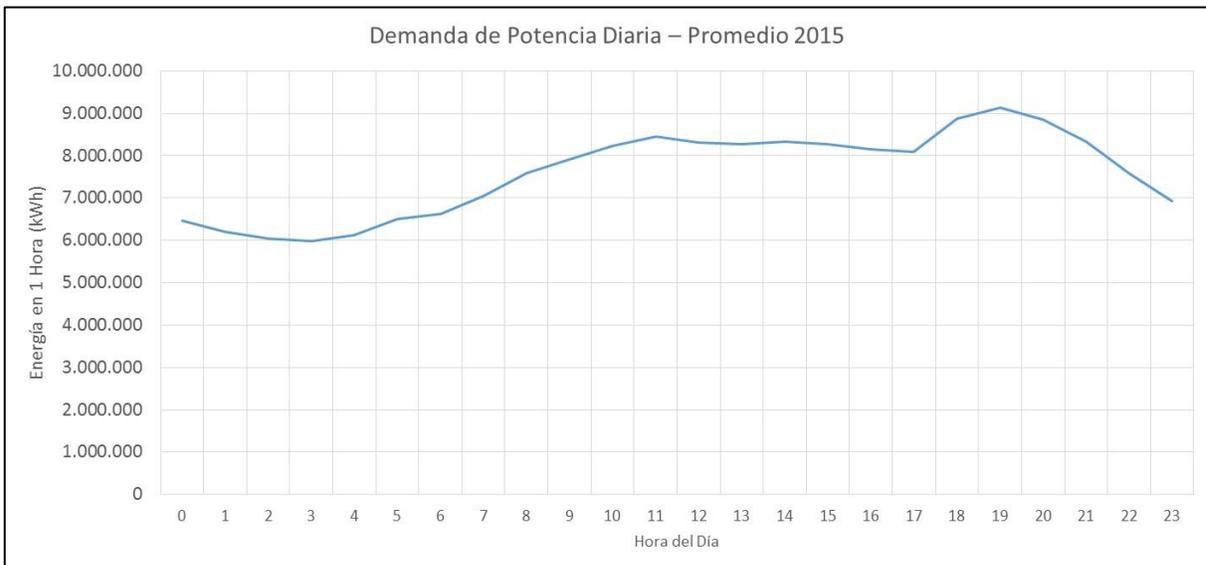


Figura 8. Comportamiento Histórico de la Demanda de Energía en un Día.

Como se puede ver en la figura anterior, la demanda pico presentada en el día se tiene a las 7 de la noche, es el momento en el cual la mayoría de Usuarios llega a sus casas y encienden los equipos eléctricos. Una vez pasada esta hora, la demanda de energía empieza a decrecer hasta las 4 de la mañana, momento en el cual se empiezan a retomar las labores cotidianas de la economía colombiana, creciendo hasta las 11 de la mañana y manteniéndose constante hasta las 6 de la tarde para volver a retomar el ciclo típico diario.

Como se mencionó antes, va a ser de suma importancia realizar un pronóstico adecuado de demanda, junto con el comportamiento diaria con el fin de establecer de manera adecuado los precios de energía en el futuro. Para el caso específico de un Proyecto de generación a gas, este comportamiento no influirá en el modelo, sin embargo, para el caso de un Proyecto

Solar, los precios serán más altos a las 11 de la mañana (momento de intensidad solar) que a las 2 de la mañana, momento en el cual no hay fuente solar y los precios son lo más bajos del día.

Para seguir con el análisis previsto en el presente trabajo, se realizará la proyección de la demanda de energía eléctrica bajo la metodología Box-Jenkins descrita en el marco teórico, la cual incluye la teoría de series de tiempo de modelos ARIMA.

Como primer paso, se realiza un análisis gráfico y descriptivo de la serie mensual. En la Figura 7 se puede ver claramente una tendencia marcada en la serie, adicionalmente, se ve la presencia de un comportamiento estacional cada determinado periodo de tiempo. Se podría establecer que este comportamiento estacional responde al consumo energético anual que tiene el año, presentando menor consumos en los primeros meses del año. Estadísticamente, la serie presenta las siguientes características.

Tabla 1. Estadísticas descriptivas de la serie Demanda de Energía Mensual.

ESTADÍSTICAS DESCRIPTIVAS DEMANDA DE ENERGÍA	
Media	4.535
Error típico	46,19
Mediana	4.534
Moda	NA
Desviación estándar	659,75
Varianza de la muestra	435.275
Curtosis	-0,99
Coefficiente de asimetría	-0,04
Rango	2.500
Mínimo	3.258
Máximo	5.758
Suma	925.232
Cuenta	204
Nivel de confianza (95,0%)	91,08

Como se ve en la Tabla 1, de las 204 observaciones tomadas desde el 2000 hasta 2016, la demanda ha crecido en 2.500 GWh/Mes. En promedio, la muestra ha estado en 4.535, sin embargo, como se presenta en la figura histórica, esta tiene un tendencia marcada incremental en el tiempo. Bajo este análisis se puede ver que la serie es claramente no estacionaria en media por su tendencia constante. Adicionalmente, se puede mencionar preliminar que la

serie no presenta una volatilidad explosiva por lo cual se esperaría la serie sea estacionaria en varianza. Sin embargo, se realizará una prueba para verificar esta última afirmación.

Dado que la serie es no estacionaria en la media, es necesario aplicar la transformación de primeras diferentes.

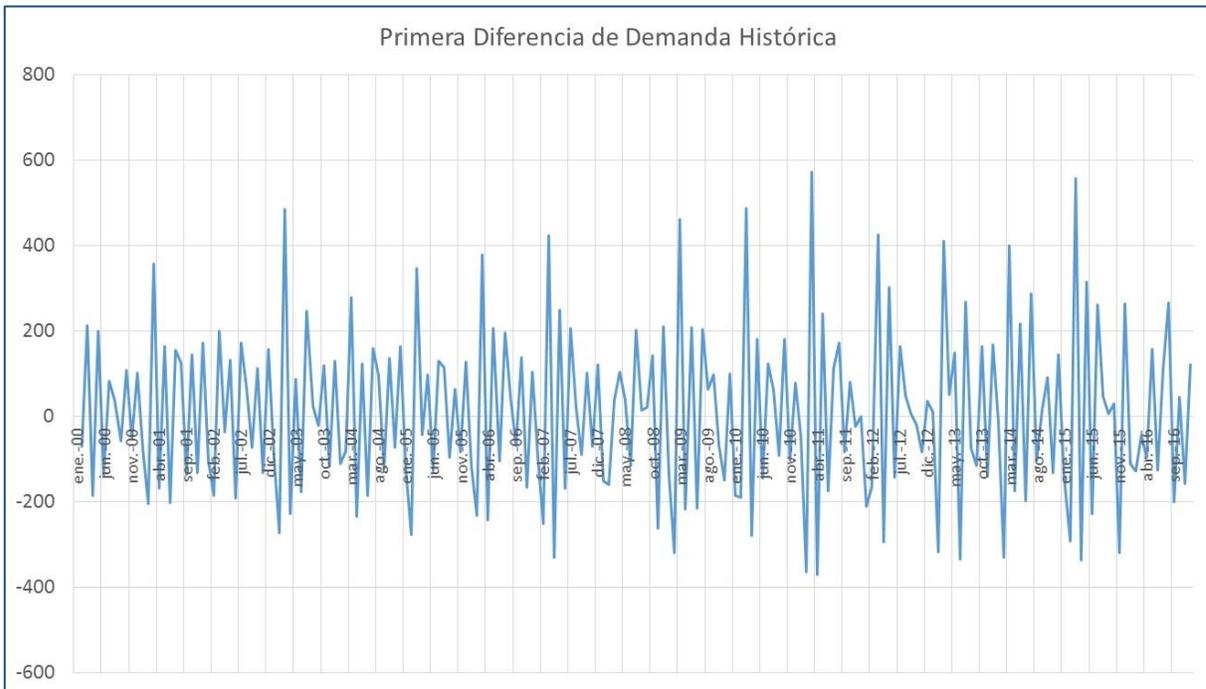


Figura 9. Primeras Diferencias de la Demanda Histórica.

Bajo esta transformación, la serie parece ser estable en media (No hay tendencia) y parte la serie presenta estacionariedad en la variación, no hay variación inestable en la gráfica. Para verificar la estacionariedad de la serie bajo este último enfoque se realiza la prueba de Raíz Unitaria de Dickey y Fuller, en la cual la hipótesis nula se presenta a continuación.

H_0 : La primera diferencia de demanda tiene raíz unitaria.
 H_a : La primera diferencia de demanda no tiene raíz unitaria.

Para esta prueba, la prueba de raíz unitaria identifica la estacionariedad en la varianza de la serie. Por ende, si se rechaza la hipótesis nula el proceso es estacionario. Por el contrario si no hay información estadística suficiente para no rechazar la hipótesis nula, la serie tiene raíz

unitaria y por ende es no estacionaria. En particular, la prueba de raíz unitaria se corre sin tendencia e intercepto, ya que esta no presenta tendencia.

Tabla 2. Prueba de Raíz Unitaria de Dickey-Fuller Aumentada de la primera diferencia.

Null Hypothesis: DDEMANDA has a unit root		
Exogenous: None		
Lag Length: 13 (Automatic - based on SIC, maxlag=14)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.259120	0.0234
Test critical values:		
1% level	-2.577255	
5% level	-1.942517	
10% level	-1.615583	

*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

En línea con la Tabla 2 y con un p-value de 0,0234, la hipótesis nula se puede rechazar bajo un nivel de confianza del 95%. Por lo cual, la serie es estacionaria en media y en varianza.

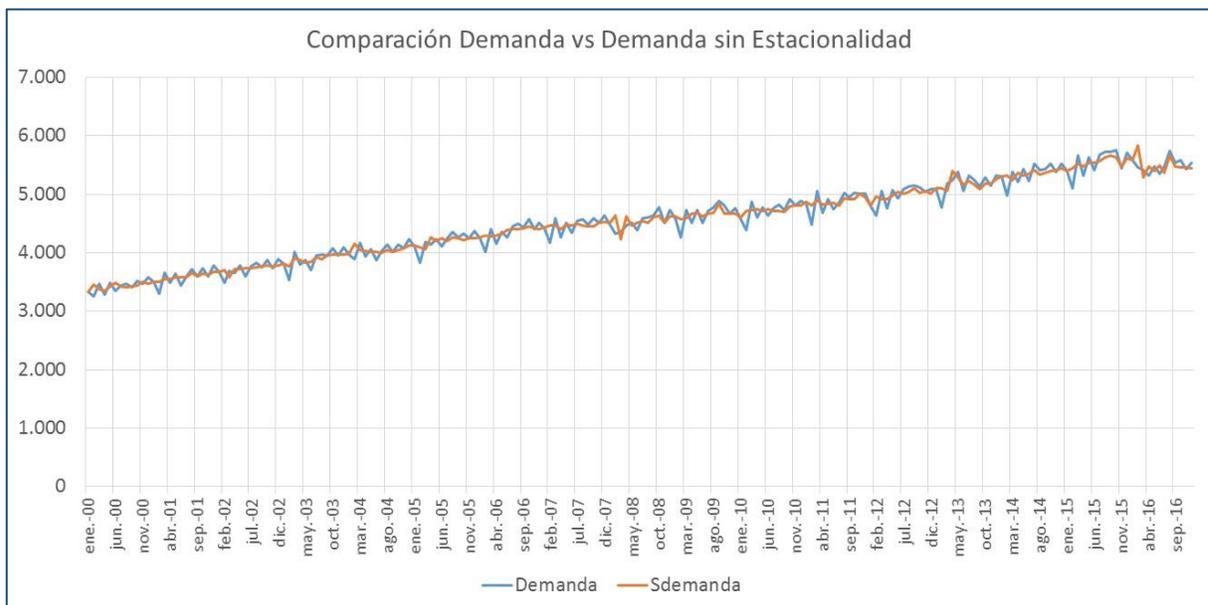


Figura 10. Comparación con serie sin estacionalidad.

Adicionalmente, es necesaria transformar la serie para eliminar la estacionalidad que se mencionó previamente. Para ello, es necesario realizar la transformación por el método TRAMO/SEATS o por el método CENSUS X12-ARIMA (Kikut, 2005). El primero se realiza la estimación del modelo ARIMA y se descomponen los componentes aditivos o

multiplicativos, separando las irregularidades atípicas de la serie, la estacionalidad y el ciclo de la misma. Por su parte, el segundo método utiliza promedios móviles para la identificación de los mismos factores del primer método.

Como hubo necesidad de remover la estacionalidad de la serie, se deberá realiza la primera diferencia una vez más con el fin de quitar la tendencia. Al final la serie estacionaria y sin estacionalidad queda de la siguiente forma.

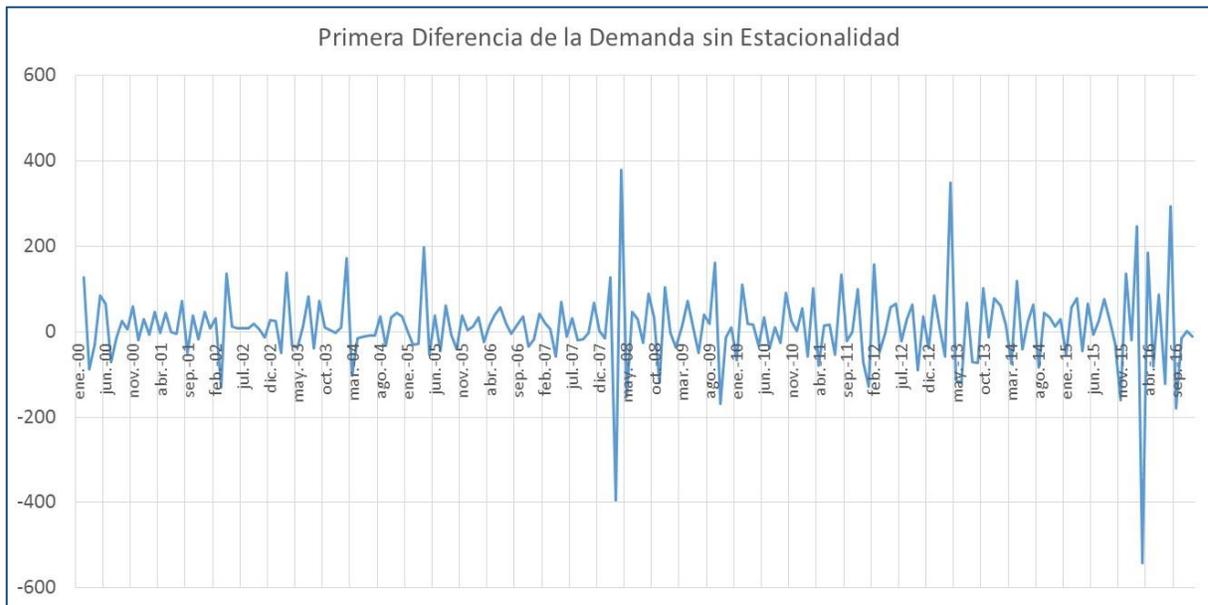


Figura 11. Serie en Primeras Diferencias sin Estacionalidad.

Adicionalmente, se verificará que la serie sea estacionaria en varianza, aplicando una vez más la Prueba de Dickey y Fuller Aumentada.

Tabla 3. Prueba de Raíz Unitaria para la serie en primeras diferencias sin estacionalidad.

Null Hypothesis: DSEMANDA has a unit root		
Exogenous: None		
Lag Length: 1 (Automatic - based on SIC, maxlag=14)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-15.32179	0.0000
Test critical values:		
1% level	-2.576518	
5% level	-1.942415	
10% level	-1.615649	

*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

A partir de la prueba de Dickey y Fuller Aumentada, se rechaza la hipótesis nula con un nivel de confianza del 99%, por la cual la serie transformada no tiene raíz unitaria haciendo la serie estacionaria.

Continuando con el proceso Box-Jenkins, se deberá realizar el análisis de la función de autocorrelación simple y el parcial con el fin de delimitar e identificar el modelo autorregresivo y de media móvil que más se ajusta a la serie de interés.

Tabla 4. Función de Autocorrelación Simple y Parcial.

Sample: 2000M01 2016M12 Included observations: 203						
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	-0.566	-0.566	66.103	0.000
		2	0.143	-0.262	70.349	0.000
		3	-0.078	-0.195	71.605	0.000
		4	0.073	-0.066	72.710	0.000
		5	-0.114	-0.154	75.459	0.000
		6	0.114	-0.045	78.224	0.000
		7	-0.095	-0.084	80.158	0.000
		8	0.070	-0.037	81.203	0.000
		9	-0.003	0.037	81.204	0.000
		10	-0.062	-0.069	82.034	0.000
		11	0.138	0.122	86.167	0.000
		12	-0.097	0.078	88.197	0.000
		13	-0.043	-0.071	88.610	0.000
		14	0.065	-0.020	89.552	0.000
		15	0.015	0.046	89.603	0.000
		16	-0.111	-0.083	92.332	0.000
		17	0.123	-0.016	95.712	0.000
		18	-0.073	-0.023	96.925	0.000
		19	0.032	-0.024	97.154	0.000
		20	0.073	0.130	98.381	0.000
		21	-0.113	0.015	101.32	0.000
		22	0.079	0.046	102.76	0.000
		23	-0.056	-0.002	103.49	0.000
		24	-0.021	-0.054	103.59	0.000
		25	-0.010	-0.113	103.61	0.000
		26	0.066	-0.065	104.64	0.000
		27	-0.049	0.008	105.20	0.000
		28	0.057	0.010	105.96	0.000
		29	-0.057	-0.035	106.73	0.000
		30	0.061	0.046	107.62	0.000
		31	-0.049	-0.003	108.20	0.000
		32	0.027	0.035	108.38	0.000
		33	-0.040	0.015	108.77	0.000
		34	0.095	0.096	110.97	0.000
		35	-0.115	0.022	114.27	0.000
		36	0.021	-0.075	114.38	0.000

Teniendo en cuenta que la función de autocorrelación simple tiene el primer rezago significativo y la función de autocorrelación parcial desciende rápidamente en los rezagos, el proceso podría ser representado con un MA(1). Sin embargo, si se tiene en cuenta que el segundo rezago de la función de autocorrelación simple está en el límite del intervalo de confianza, este proceso estocástico también podría estar representado con un modelo

ARMA(1,1). Para este caso, se realizará la validación y estimación de ambos modelos con el fin de encontrar el que mejor se ajusta utilizando los criterios estadísticos aplicables.

El siguiente paso en la metodología Box-Jenkins es la estimación de los parámetros una vez escogidos los modelos de análisis. Para este caso específico se realizará la estimación por el método de mínimos cuadrados, el cual provee eficiencia y consistencia, en la estimación de los parámetros sin sesgo.

Tabla 5. Estimación del Modelo MA(1).

Sample (adjusted): 2000M02 2016M12 Included observations: 203 after adjustments Convergence achieved after 7 iterations MA Backcast: 2000M01				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.49082	1.294041	8.107020	0.0000
MA(1)	-0.744173	0.048836	-15.23811	0.0000
R-squared	0.401991	Mean dependent var	10.42098	
Adjusted R-squared	0.399016	S.D. dependent var	91.35405	
S.E. of regression	70.82054	Akaike info criterion	11.36798	
Sum squared resid	1008125.	Schwarz criterion	11.40062	
Log likelihood	-1151.850	Hannan-Quinn criter.	11.38118	
F-statistic	135.1154	Durbin-Watson stat	2.142453	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	.74			

Tabla 6. Estimación del Modelo ARMA(1,1).

Sample (adjusted): 2000M03 2016M12 Included observations: 202 after adjustments Convergence achieved after 9 iterations MA Backcast: 2000M02				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
AR(1)	-0.302483	0.109837	-2.753923	0.0064
MA(1)	-0.376688	0.107153	-3.515428	0.0005
R-squared	0.328158	Mean dependent var	9.846856	
Adjusted R-squared	0.324799	S.D. dependent var	91.21314	
S.E. of regression	74.95039	Akaike info criterion	11.48138	
Sum squared resid	1123512.	Schwarz criterion	11.51414	
Log likelihood	-1157.620	Hannan-Quinn criter.	11.49463	
Durbin-Watson stat	1.996821			
Inverted AR Roots	-.30			
Inverted MA Roots	.38			

Para los dos modelos estimados se encuentra que son modelos bien estimado. Por un lado el MA(1) deberá incluir la variable de intercepto, mientras que el ARMA(1,1) no lleva intercepto. Para ambos modelos las variables rezagadas son significativas bajo un nivel de

confianza del 99%. Sin embargo, a la hora de revisar los criterios de selección, el R cuadrado ajustado del modelo MA(1) presenta un mejor ajuste. Adicionalmente, si se tienen en cuenta los criterios de Akaike, Schwarz y Hannan-Quinn, en los cuales se mide el ajuste de un modelo dado, maximizando el valor de función de máxima verosimilitud utilizando diferentes funciones de penalidades, tomando en cuenta los diferentes parámetros inciertos que pudieron influir en los dos modelos escogidos, se encuentra que para los tres criterios el modelo MA(1) presenta menores valores.

Para verificar que este modelo está bien estimado, se realiza la verificación de si hay o no correlación serial. Para este caso se realiza un análisis de los errores del modelo, aplicando una revisión del autocorrelograma de los residuos así como la prueba de correlación serial de Breusch-Godfrey.

Tabla 7. Autocorrelograma de los residuos MA(1).

Sample: 2000M02 2016M12 Included observations: 203 Q-statistic probabilities adjusted for 1 ARMA term(s)					
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 -0.078	-0.078	1.2563	
		2 0.108	0.103	3.6711	0.055
		3 -0.019	-0.003	3.7461	0.154
		4 0.032	0.019	3.9555	0.266
		5 -0.062	-0.057	4.7581	0.313
		6 0.072	0.060	5.8498	0.321
		7 -0.036	-0.015	6.1243	0.409
		8 0.062	0.045	6.9523	0.434
		9 0.016	0.031	7.0046	0.536
		10 -0.035	-0.050	7.2663	0.609
		11 0.092	0.093	9.1091	0.522
		12 -0.100	-0.093	11.298	0.419
		13 -0.083	-0.109	12.800	0.384
		14 0.017	0.024	12.862	0.459
		15 -0.016	-0.006	12.922	0.533
		16 -0.081	-0.074	14.382	0.497
		17 0.095	0.070	16.386	0.426
		18 -0.003	0.033	16.389	0.496

Según la Tabla 7 se puede ver que ninguno de los errores se encuentra autocorrelacionado, por lo cual es modelo se podría definir como un modelo bien especificado. Adicionalmente, en la Tabla 8 se presenta la prueba de Breusch-Godfrey. En esta prueba se tiene la hipótesis nula de no existe autocorrelación serial de cualquier orden de rezago.

Tabla 8. Prueba de Breusch-Godfrey para MA(1)

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test			
F-statistic	1.683263	Prob. F(2,199)	0.1884
Obs*R-squared	3.373233	Prob. Chi-Square(2)	0.1851

Dado el estadístico de prueba F igual a 0,6289, no se cuenta con información estadística suficiente para rechazar la hipótesis nula, por lo cual no hay presencia de autocorrelación serial.

Por último, se realizará el pronóstico utilizando el modelo transformado seleccionado, utilizando el programa Eviews 7.0.

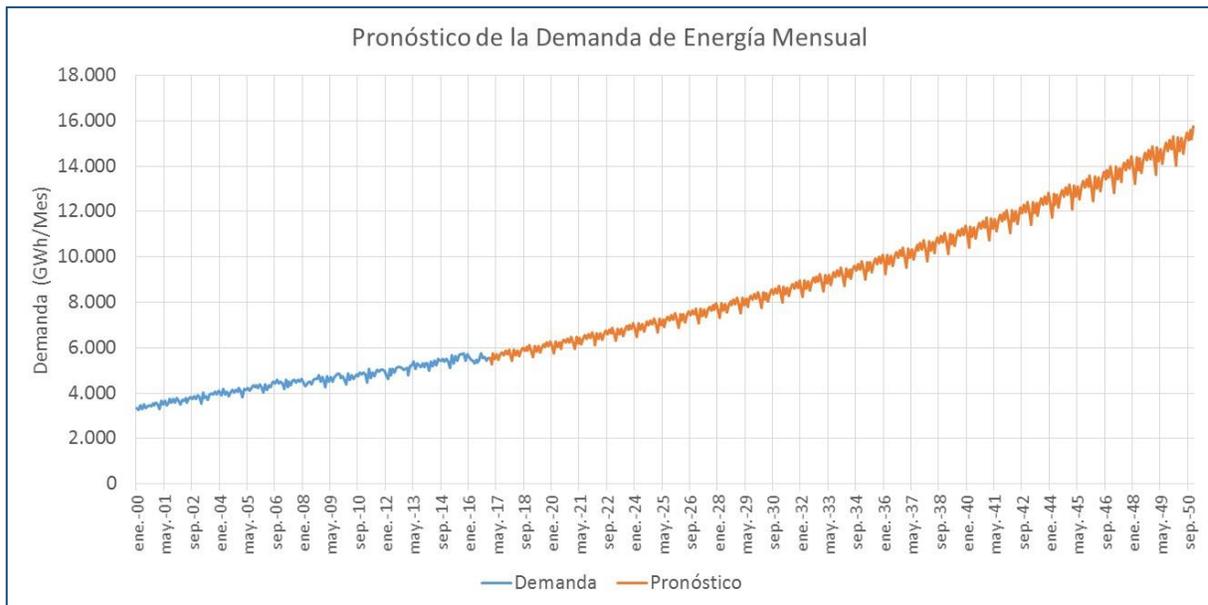


Figura 12. Pronóstico de la Demanda de Energía de Colombia.

Como se puede ver en la Figura 12, la demanda en el largo plazo, es decir en 34 años, va a crecer más del 250%. Para relacionar de manera adecuada el comportamiento de la demanda de energía eléctrica con el modelo de planeación energética se hace indispensable realizar un análisis de la demanda histórica de Colombia.

2.3. Comportamiento de la Oferta en Colombia

Como se mencionó antes, Colombia es un país que depende fuertemente de la energía hidroeléctrica, haciendo que su canasta energética se encuentre poco diversificada y esto implique riesgos en precios y en aseguramiento del suministro.

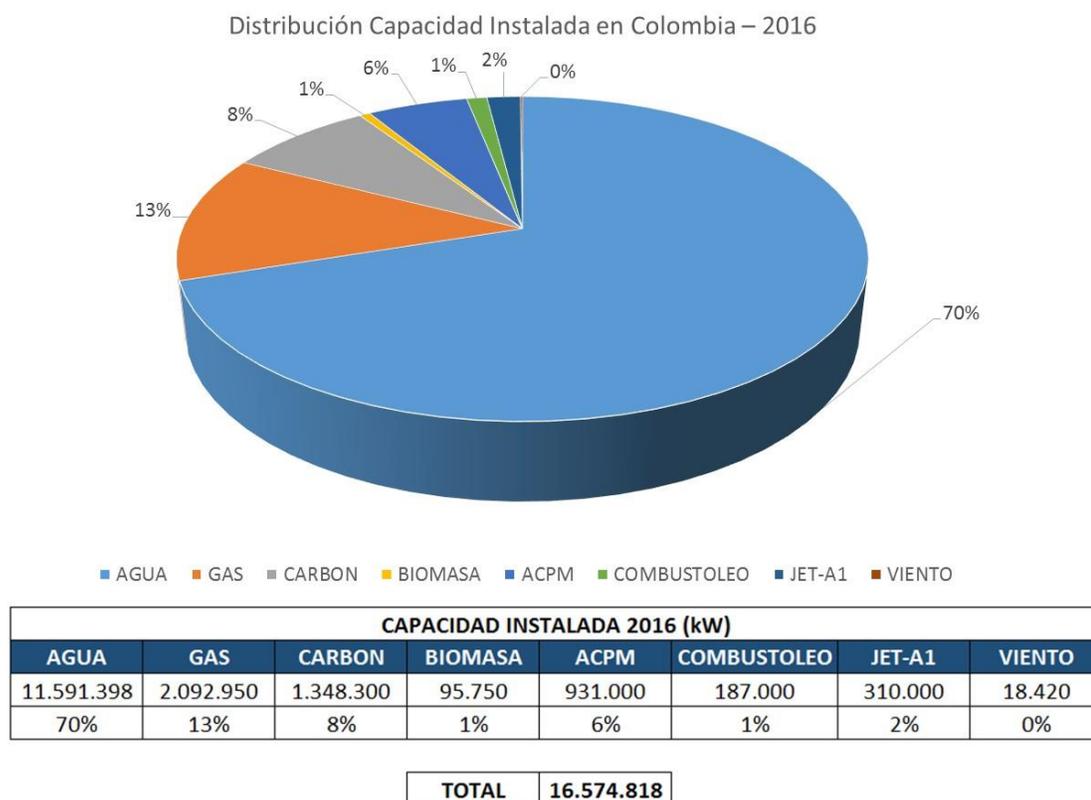


Figura 13. Capacidad Instalada de Potencia en Colombia en 2016.

El 70% de la capacidad instalada en Colombia es por Plantas Hidroeléctricas, seguido de un 13% de Plantas que utilizan Gas como combustible, 8% con Carbón combustible y cerca del 9% con Combustibles Líquidos (ACPM, JET Fuel y Combustóleo. El pequeño porcentaje restante se encuentra en Planta con Fuente No Convencionales de Energía (Biomasa, Biogas y Eólica).

Sin embargo, el análisis de la oferta energética no se podrá realizar únicamente con la capacidad de potencia instalada, sino, se tendrá que realizar el análisis de la energía generada.

De manera estructural, la energía generada cada hora suple la demanda específica, sin embargo, se tienen los conceptos de Exportación e Importación de Energía a otras nacionales. Actualmente, Colombia cuenta con interconexiones eléctricas con Venezuela y con Ecuador.

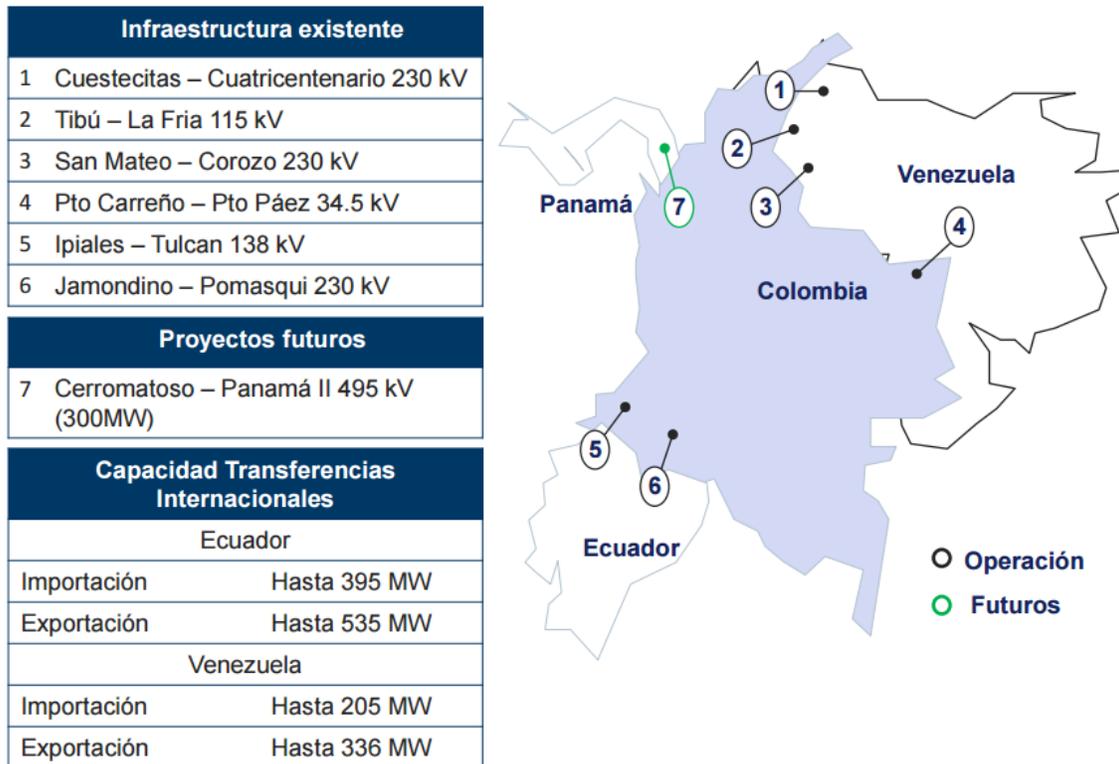


Figura 14. Interconexión Eléctrica Internacional de Colombia.

Sin embargo, en temporadas normales de generación, el ideal de Colombia es generar netamente su demanda requerida. Por esto, las exportaciones e importaciones del Sistema Interconectado Nacional no se tendrán en cuenta en el modelo.

Inicialmente, se esperaría que la generación hídrica esté inversamente correlacionada con el Índice MEI mostrado en la Figura 3. Cuando se presenta el Fenómeno de El Niño, la generación hídrica disminuye de su media histórica. Así mismo, cuando se presentan temporadas de fuertes precipitaciones, la generación puede estar por encima de la generación media.

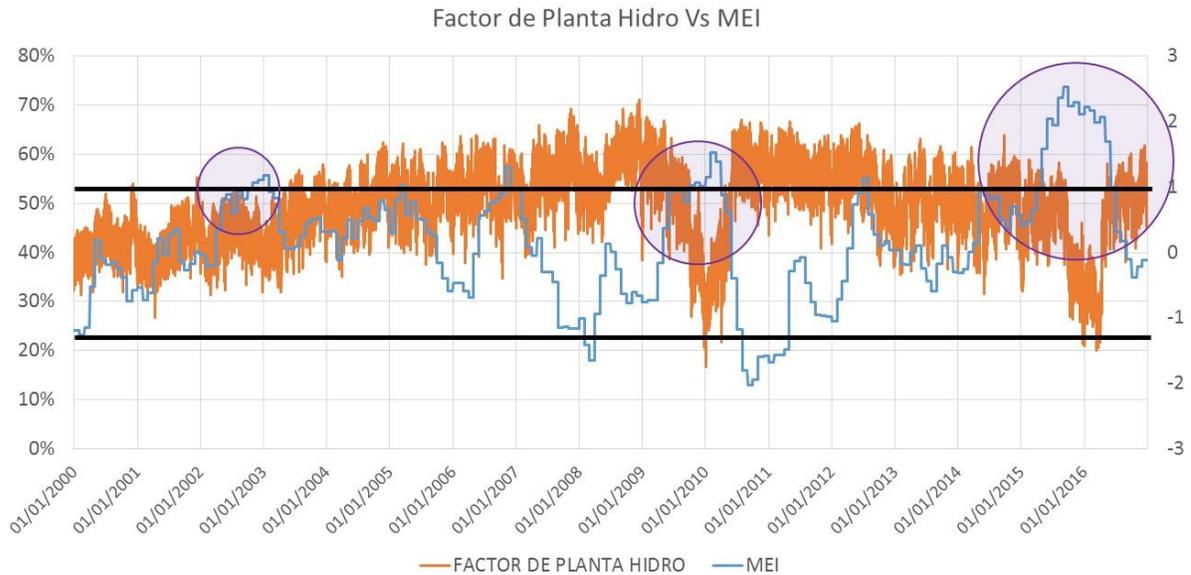


Figura 15. Factor de Planta Hidro Vs MEI.

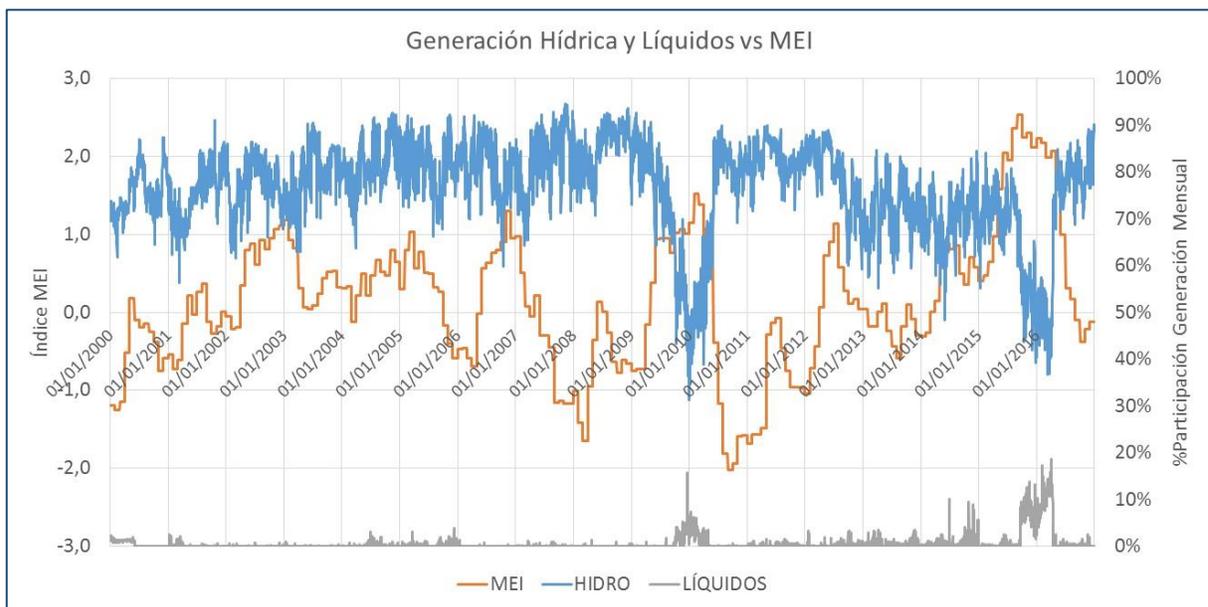


Figura 16. Comparación de la Generación Hídrica y por Líquidos vs el Índice MEI.

En la Figura 16 se puede observar que cuando la línea naranja (MEI) supera por cierta cantidad de periodos el valor de 1, la generación térmica decrece significativamente. Este comportamiento se evidencia en el año 2010 y año 2015. Por su parte, la generación por medio de líquidos se incrementa, superando en estas dos fechas la participación en la

generación arriba del 15%. Si graficáramos junto a estas series los precios de energía, notaríamos la fuerte correlación existente entre el MEI y los precios. A medida que la generación por líquidos entra en la subasta de energía diaria, los precios de energía son notablemente más altos que con la generación hídrica y térmica tradicional (Gas y Carbón).

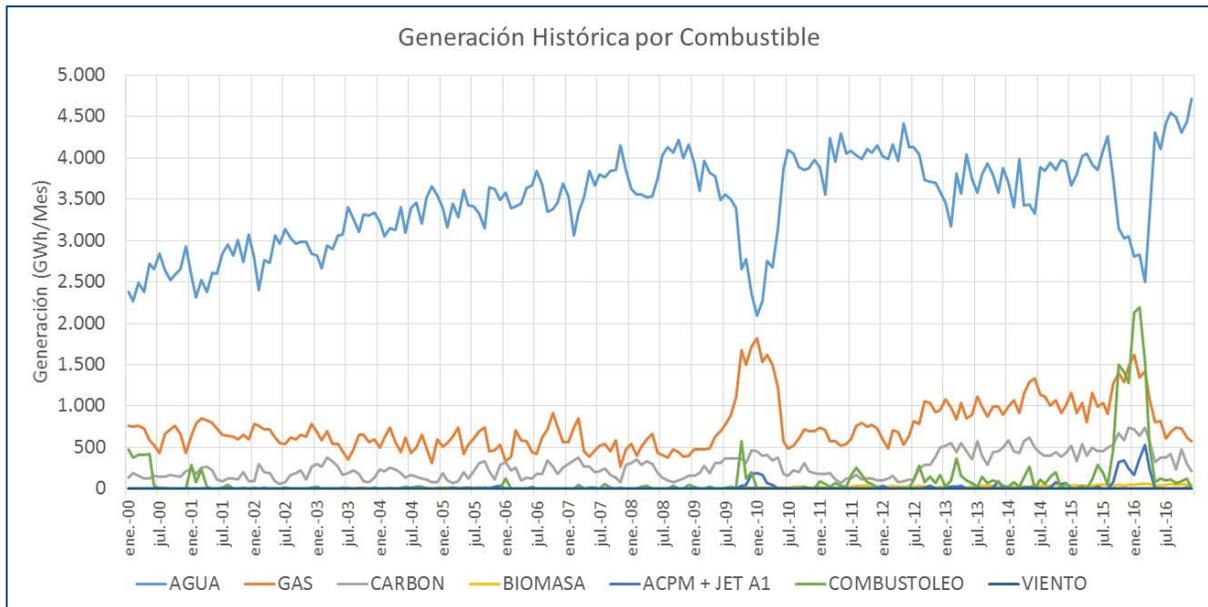


Figura 17. Generación Histórica por Combustible.

La gráfica 16 será fundamental para establecer los requerimientos de demanda futura insatisfecha, ya que marcará el comportamiento esperado del factor de planta de cada uno de los tipos de tecnologías de generación, dependiendo si se encuentran en épocas adversas de variabilidad climática.

En línea con el comportamiento histórico, la capacidad de potencia instalada, el factor de planta máximo histórico y la proyección de la demanda de energía, se estima el comportamiento de las diferentes series de generación de energía eléctrica en el largo plazo. Para ello, la variable fundamental será la capacidad de potencia instalada en el último periodo de cada una de las series registradas, por lo cual se tendrá una tendencia media del comportamiento en el futuro. La segunda variables más importante de esta estimación es el Índice MEI, ya que se establece bajo un análisis histórico que en promedio se presentará el

Fenómeno de El Niño, por lo cual la demanda hídrica será menor cada vez que se presente este evento en el futuro.

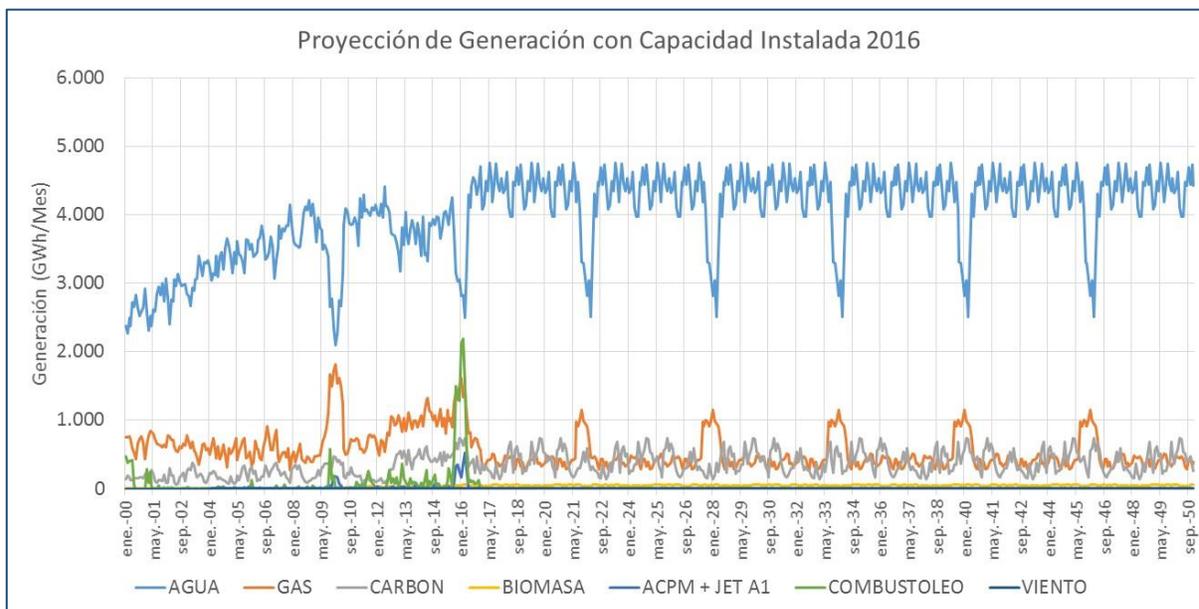


Figura 18. Proyección de Generación con Capacidad Instalada 2016.

En la Figura 18 se presenta el comportamiento de la generación con Agua, Gas, Carbón, Biomasa y Viento. Se excluye la proyección dinámica de las fuentes de generación líquidas ya que éstas se intentarán eliminar en el modelo por sus repercusiones ambientales y económicas en el sistema energético nacional.

2.4. Equilibrio de Mercado en el Largo Plazo

Tomando en cuenta el trabajo relacionado en el capítulo 2.2. y el capítulo 2.3 se podrán encontrar los requerimientos de generación en el largo plazo. Para ello, se juntando los pronósticos realizados en demanda y la generación estimada con la capacidad instalada actualmente.

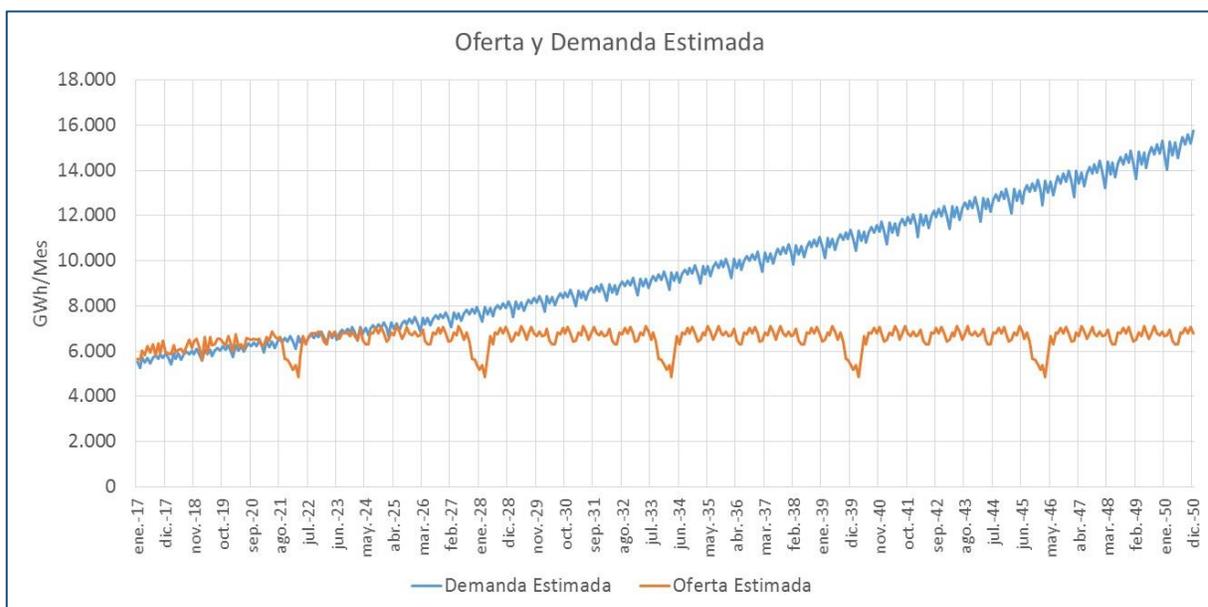


Figura 19. Oferta y Demanda Estimada.

Como se presenta en la Figura 19, los requerimientos de generación adicional se materializarían a partir del año 2021. En este año se espera un comportamiento adverso en el clima, disminuyendo la capacidad hídrica del país. Para este caso, se puede mencionar que si en los próximos años se presenta el Fenómeno de El Niño similar al visto en el 2015, la oferta de generación de energía eléctrica no podría suplir las necesidades de la demanda en el país. Por ende se hace necesario el planeamiento estratégico del modelo el presente trabajo.

Por su parte, si observamos ahora el comportamiento de la energía faltante, se podría intuir la necesidad de inversión incremental en el tiempo.

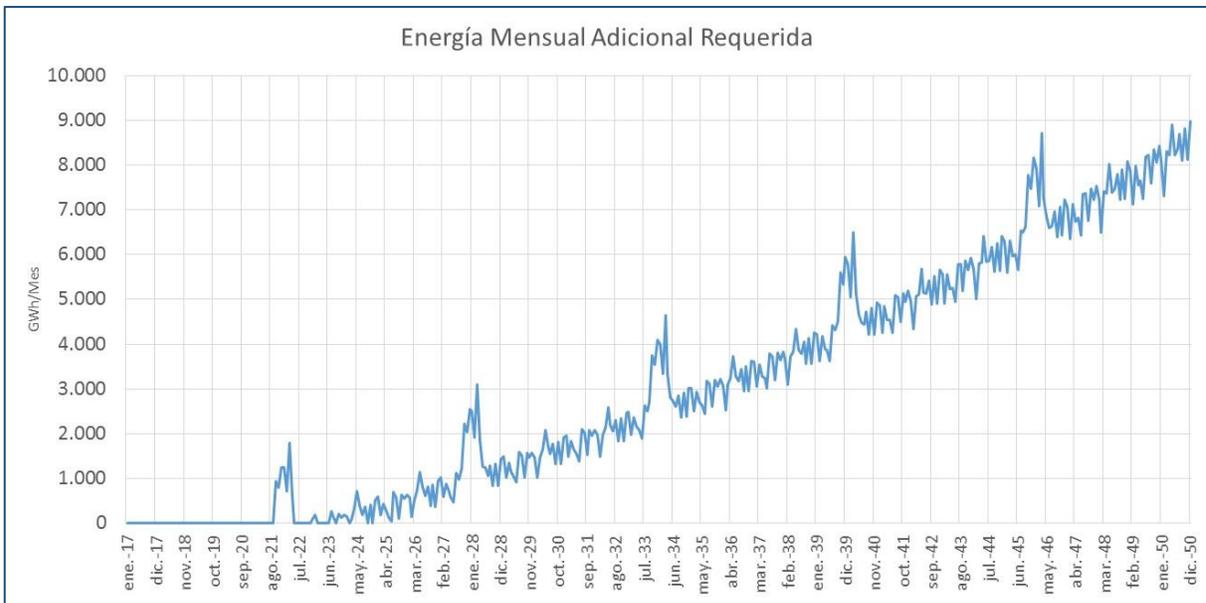


Figura 20. Energía Mensual Adicional Requerida.



Figura 21. Potencia Adicional Requerida.

Como se muestra en la Figura 21, para el 2021 se deberán tener 2.500 MW de potencia adicional en el sistema, con el fin de reducir los altos precios de los combustibles líquidos y asegurar el suministro de energía a la economía colombiana. Para finales de 2050 se deberá

contar con 12.000 MW de potencia adicional instalada (Recordar que la Potencia a 2016 instalada se encuentra en 16.500 MW).

Adicionalmente, el equilibrio del mercado eléctrico en Colombia (en cantidades) se podría proponer en escenarios incrementales. Dado que en los siguientes años se espera cinco (5) eventos de adversidad climática, se esperaría que la inversión en capacidad instalada se realice antes de cada uno de estos eventos. Con esto último, se realiza la transformación de los requerimientos de oferta de potencia y se presentan a continuación.

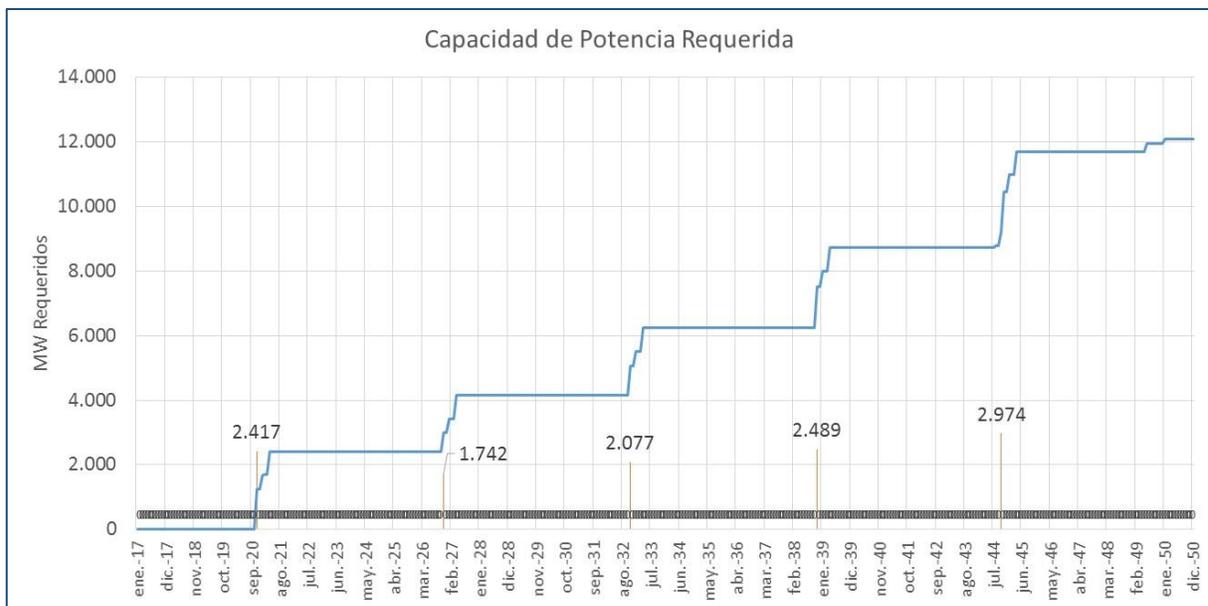


Figura 22. Capacidad de Potencia Futura Requerida.

En resumen, para encontrar un modelo óptimo en cantidades se deberá tener en cuenta la estrategia en nuevas inversiones descrita en la Tabla 9.

Tabla 9. Fecha Límite y Capacidad Requerida.

Fecha Límite	Capacidad Requerida
nov-20	2417 MW
nov-26	1742 MW
nov-32	2077 MW
nov-38	2489 MW
nov-44	2974 MW

CAPÍTULO 3. EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS EN EL LARGO PLAZO

Con ánimo de clasificar las diferentes alternativas de proyectos de generación, en este capítulo se caracterizarán los proyectos tipo, se evaluarán financieramente cada uno de ellos por medio de la metodología de Project Finance y se realizará un ranking de la rentabilidad de cada uno de ellos. Al final, se dispondrá de una lista de priorización de alternativas de proyectos con las cuales se priorizarán algunas tecnologías para el desarrollo de proyectos futuros.

3.1. Caracterización de Proyectos Tipo para el Largo Plazo

Para realizar la caracterización de los proyectos se tomaron las fuentes convencionales de energía de la matriz energética de Colombia, adicionalmente, se incluyen las fuentes no convencionales de Biomasa, Eólica y Solar. Para cada uno de los proyectos se establece un proyecto tipo de 200 MW con el cual se podrán estimar proyectos de incidencia en el sector eléctrico con certeza de costos de operación y mantenimiento.

Tabla 10. Tabla de caracterización de Proyectos Tipo de generación.

ÍTEM	PROYECTO TIPO	COMBUSTIBLE	CAPACIDAD (MW)	CONSTRUCCIÓN (Años)
1	Hidroeléctrica	Agua	200 MW	5
2	Térmica	Gas	200 MW	1
3	Térmica	Carbón	200 MW	2
4	Térmica	Biomasa	200 MW	1
5	Eólica	Viento	200 MW	2
6	Solar	Sol	200 MW	2

Para este caso, no se proponen proyectos que incorporen combustibles líquidos, los cuales generarían incrementos significativos en los precios de energía.

Tabla 11. Proyectos de Referencia.

HIDROELÉCTRICA	COSTO (MUSD)	CAPACIDAD (MW)	UNITARIO (MUSD/MW)
ITUANGO	5.300	2.400	2,21
HIDROSOGAMOSO	1.433	820	1,75
EL QUIMBO	1.093	400	2,73
PROMEDIO HIDROELÉCTRICA			2,23

TÉRMICA GAS	COSTO (MUSD)	CAPACIDAD (MW)	UNITARIO (MUSD/MW)
Planta Típica a Gas	80	100	0,80
PROMEDIO TÉRMICA GAS			0,80

TÉRMICA CARBÓN	COSTO (MUSD)	CAPACIDAD (MW)	UNITARIO (MUSD/MW)
TERMOPAIPA 4	249	150	1,66
TERMOTASAJERO 2	300	161	1,86
PROMEDIO TÉRMICA CARBÓN			1,76

TÉRMICA ACPM	COSTO (MUSD)	CAPACIDAD (MW)	UNITARIO (MUSD/MW)
TERMOCANDELARIA	182	314	0,58
TERMOBARRANQUILLA	224	918	0,24
PROMEDIO TÉRMICA ACPM			0,41

Con el fin de estimar el costo de inversión y dimensiones de cada uno de los Proyecto Tipo, se realizó una revisión detallada de cada una de las Plantas Generadoras existentes por tipo de combustible, seleccionando sobre éstas las plantas características.

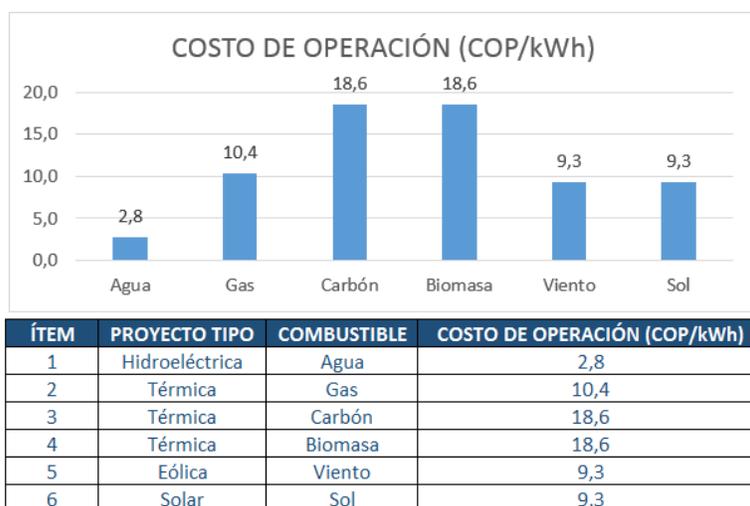
Para el caso de las Hidroeléctricas, se tomaron Ituango, Hidrosogamoso y El Quimbo, cuyas dimensiones varían entre 2.400 MW, 820 MW y 400 MW. El costo promedio por MW estimado es de 2,23 MUSD/MW. Para el caso de análisis, los proyectos Tipo de hidroeléctricas son de 200 MW, por lo cual la inversión esperada de cada uno de ellos será de 446 MUSD.

Por su parte, los proyectos de térmicas a gas se estimaron tomando valores de referencia con proveedores de mercado, los cuales estiman el MW instalado de turbinas a gas, para proyectos de gran escala, entre 800.000 dólares y 1,2 millones de dólares. Para este caso específico se toma el valor de 800.000 dólares por MW.

Para el caso de combustibles de Carbón y Biomasa, se toman tecnologías de calderas y turbinas, ya que éstos son combustibles sólidos. Para ambos casos se estiman valores de inversión que se han mantenido constantes en el tiempo. Por último, se tiene la tecnología de líquidos (ACPM, Combustóleo o Jet A1), las cuales comprende costos de inversión inferior al de las demás tecnologías.

Adicionalmente, se tuvo en cuenta para las inversiones en Fuentes No Convencionales de Energía un decrecimiento en los costos de inversión en el tiempo. Este decrecimiento de los costos de inversión marcará una diferencia notable en el momento adecuado para realizar las inversiones. Para realizar este pronóstico de precios con tendencia a la bajo se utilizaron los precios históricos de las diferentes tecnologías, incluyendo una variable de control barrera para estabilizar la serie. Esta última variable se incluye dado que la tendencia en los últimos 6 años ha sido bajo un decrecimiento exponencial y en algún momento deberá estabilizarse.

Tabla 12. Costos de operación y mantenimiento por kWh generado.



Para los conceptos de Operación y Mantenimiento se realiza la estimación, teniendo en cuenta el estudio realizado por Fedesarrollo en el 2015. En este estudio se calculan los valores agregados por tecnología y se estima una variable unitaria por kWh. En la Tabla 12 se presentan los costos estimados por kWh generado por tipo de proyecto.

Adicionalmente, se realiza la investigación de los diferentes costos de los combustibles requeridos para cada una de las alternativas. En el caso de las hidroeléctricas, eólicas y solares, el costo del combustible será igual a cero. Por su parte, el costo de generación con gas natural se estima en 81 COP/kWh, con Carbón en 56 COP/kWh y con ACPM en 532 COP/kWh, teniendo en cuenta sólo el combustible (Sin inversión y AO&M).

Bajo este análisis, se puede observar que para las tecnologías líquidas con ACPM o JET A1, mientras los costos de inversión son bajos, los costos de la operación por concepto de combustible hacen que este tipo de proyectos sea económicamente ineficiente frente a las otras alternativas. Por su parte, la tecnología hídrica, aprovecha un combustible “gratis” en todo momento, pero posee una inversión elevada. Por último, se observa que tanto la tecnología eólica como la solar presentan costos competitivos y costos de combustibles cero, sin embargo, la generación de estas fuentes no es continua y no podrá realizar ventas de energía en firma, si no, con interrupciones.

Tabla 13. Parámetros generales del modelo.

CONCEPTO	VALOR	UNIDAD	FUENTE
Tasa de cambio	3.000	COP/USD	Banrep - 31 de diciembre de 2016
Conversión de Energía	3.412	BTU/kWh	Priceton - Conversion of Electricity Into Energy Units
Tasa Impositiva	34%	%	
Nivel de Apalancamiento	70%	%	Cálculos Propios
IPC	5,75%		
Tasa de Interés	IPC + 5%		Financiera de Desarrollo Territorial
Tasa de Interés Aplicable	11,04%	EA	Cálculos Propios
Política de Dividendos	0%		
Costo Unitario Gas Natural	3,00	USD/MBTU	Bolsa Mercantil de Colombia - Gestor de Gas
Costo Unitario Carbón	117.584	COP/ton	UPME Precios Internos del Carbón 2016
Costo Unitario ACPM	7.500	COP/gal	Ministerio de Minas y Energía 2017
Poder Calorífico Gas Natural	1.089	BTU/pc	Ecopetrol - Calidad Media del Gas Cusiana
Poder Calorífico Carbón	20.608.570	BTU/ton	UPME Calidad Carbón
Poder Calorífico ACPM	137.380	BTU/gal	UPME Calidad ACPM
Eficiencia Planta Gas Natural	38%	%Efi	Mercado de Energía Eléctrica
Eficiencia Planta Carbón	35%	%Efi	Mercado de Energía Eléctrica
Eficiencia Planta ACPM	35%	%Efi	Mercado de Energía Eléctrica
Costo kWh Gas Natural	81	COP/kWh	Cálculos Propios
Costo kWh Carbón	56	COP/kWh	Cálculos Propios
Costo kWh ACPM	532	COP/kWh	Cálculos Propios

3.2. Evaluación Financiera de Proyectos Tipo

Con el fin de realizar una correcta evaluación de los proyectos Tipo, se elabora la estimación del Costo Promedio Ponderado de Capital – WACC. Para este caso, es necesario obtener el costo de la deuda, así como el costo del capital. Para este último, se realiza la estimación por tres (3) métodos diferentes: 1) Método subjetivo, el cual incluye un análisis de deseo por rentabilidad de un inversionista dado con un perfil de riesgo asociado. 2) CAPM Clásico, el cual incorpora la teoría desarrollada por Sharpe, Litner y Mossin, basados en los trabajos desarrollados por Markowitz en la teoría moderna de portafolio. 3) Se toma el ajuste realizado por Benninga y Sarig, en el cual se establece que la prima por riesgo se encuentra calculada después de impuestos (S&P500 toma el ROE) por lo cual se deberá realizar el ajuste de la tasa libre de riesgo por este mismo concepto.

Tabla 14. Métodos para la Estimación del Costo de Capital.

MÉTODO 1. MÉTODO SUBJETIVO.	
ke COP	15,00%
MÉTODO 2. CAPITAL ASSET PRICING MODEL (CAPM) CLÁSICO.	
Tasa Libre de Riesgo (rf)	2,87%
Sector	Power
Beta Apalancado	0,80
Beta Desapalancado	0,49
Riesgo de Mercado (rm)	5,18%
Prima Riesgo País	2,78%
Devaluación	3,70%
ke USD	7,49%
ke COP	11,47%
MÉTODO 3. CAPM MODIFICADO BENNINGA SARIG.	
*Ajuste de la tasa libre de riesgo post-tributaria. Dado que el Rmercado tiene	
Tasa de Tributación LP	34,00%
ke USD	7,30%

AMORTIZACIÓN DEL CRÉDITO								
CONCEPTO	UNIDAD	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Cambio en Deuda		936.375	0	0	0	0	0	0
Saldo Inicial		0	936.375	936.375	936.375	864.346	792.317	720.289
Intereses		0	103.352	103.352	103.352	95.402	87.452	79.502
Abono a Capital		0	0	0	72.029	72.029	72.029	72.029
Cuota		0	103.352	103.352	175.381	167.431	159.481	151.531
Saldo Final		936.375	936.375	936.375	864.346	792.317	720.289	648.260

TABLA DE DEPRECIACIONES								
CONCEPTO	UNIDAD	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Cambio en Capex		1.337.679	0	0	0	0	0	0
Capex Total			1.337.679	1.337.679	1.337.679	1.337.679	1.337.679	1.337.679
Depreciación			66.884	66.884	66.884	66.884	66.884	66.884
Depreciación Acumulada			66.884	133.768	200.652	267.536	334.420	401.304

FLUJO DE CAJA LIBRE								
CONCEPTO	UNIDAD	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
NOPAT		0	0	0	0	0	0	91.250
Depreciación		0	66.884	66.884	66.884	66.884	66.884	66.884
- Plan de Inversión		-1.337.679	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Libre (FCL)		-1.337.679	66.884	66.884	66.884	66.884	66.884	158.134
Residual								
Flujo de Caja Libre con Residual		-1.337.679	66.884	66.884	66.884	66.884	66.884	158.134
TIR Corrida				-75%	-57%	-43%	-34%	-21%
WACC			8%	8%	8%	8%	8%	8%

FLUJO DE CAJA LIBRE DEL INVERSIONISTA								
Flujo de Caja Libre del Inversionista		-401.304	-36.468	-36.468	-108.497	-100.547	-92.597	6.603
TIR Corrida								
ke		11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%

Con el fin de incluir el componente de eficiencia económica dentro de la selección del momento adecuado de realizar inversiones, se realiza un análisis de cada uno de los flujos de proyecto.

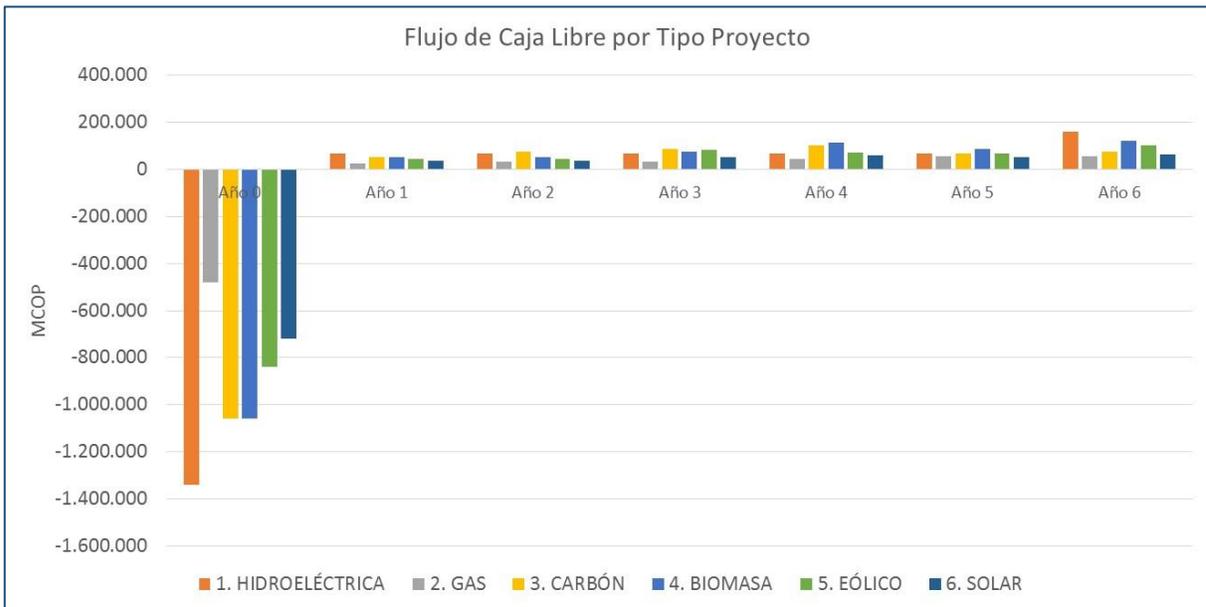


Figura 23. Comparación de los Flujos de Caja Libre del proyecto.

En la Figura 23 se muestran los flujos hasta el año 6, sin embargo el modelo fue realizado hasta 20 periodos con el fin de obtener el comportamiento de los flujos en el largo plazo. Por ello, es importante aclarar que el modelo tuvo en cuenta el valor residual, el cual crece a perpetuidad a una tasa de crecimiento estacionaria del 3%.

Una vez evaluados cada uno de los proyectos, se selecciona la Tasa Interna de Retorno sobre las decisiones de ranking que se tomarán. En la Tabla 16 se presenta el ranking de proyectos ideales para incrementar la capacidad instalada de generación eléctrica para asegurar la demanda y diversificar la canasta.

Tabla 16. Ranking Financiero de los Proyectos Tipo.

PRIORIZACIÓN	CONCEPTO	TIR Proyecto	WACC NOMINAL
1	EÓLICO	13,3%	8,5%
2	GAS	12,5%	8,5%
3	BIOMASA	12,3%	8,5%
4	HIDROELÉCTRICA	12,1%	8,5%
5	CARBÓN	10,9%	8,5%
6	SOLAR	10,6%	8,5%

Como se puede observar, los proyectos eólicos y de gas son los más rentables sobre el pull de análisis. Por ello, se deberá dar prioridad en la promoción y desarrollo de este tipo de fuente de generación. Adicionalmente, se puede analizar que de las alternativas seleccionadas, los proyectos solares se encuentran en último lugar sobre el abanico de alternativas seleccionadas. Con un retorno a 10,6 años, el proyecto podría ser de interés para un inversionista típico del sector. Sin embargo, habrá alternativas que darán un mayor beneficio en el horizonte de tiempo especificado.

3.3. Modelo de Planeación Energética en el Largo Plazo

Teniendo en cuenta que Hidroituango entrará en operación en el 2018, el primer pico de demanda insatisfecha identificada en el 2021, da una holgura para realizar inversiones a más largo plazo e incluso, esperar bajo opciones reales la disminución en los costos de inversión en tecnologías de Fuentes No Convencionales. Por ejemplo, si se toman los costos de

inversión solar en el 2050, estimados en 610.000 dólares por MW, la rentabilidad del proyecto se incrementará de 10,6 a 18%. La opcionalidad en la implementación de este tipo de proyectos, dependiendo de las variaciones del costo de inversión en el futuro marcará un gran avance en términos de planeación centralizada que proveerá de diversificación y aseguramiento de la oferta energética del país.

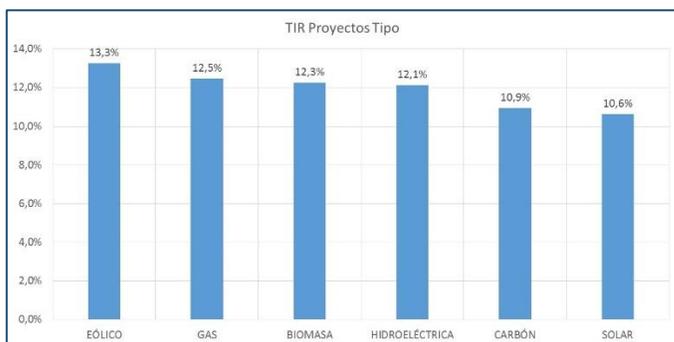


Figura 24. Rentabilidades ordenadas de los Proyectos Tipo.

En línea con las previsiones futuras de generación, la primera fecha límite de noviembre de 2020 es solucionada con la entrada de Hidroituango con 2.400 MW. Por ello, se recomienda desarrollar inicialmente un proyecto tipo de energía eólica o a gas natural, con el fin de suministrar energía que tenga eficiencia económica en el sistema. Adicionalmente, se puede prever que en nueve (9) años, se deberán incorporar tecnologías eólicas y solares (Los precios disminuyen). Específicamente si se utilizan los costos esperados de inversión para el 2025, los proyectos eólicos tendrán una rentabilidad de 14,4%, teniendo un incremento del inicialmente estimado de 13,3%. Por su parte, el proyecto solar incrementará de 10,6% a 11,49%, haciendo aún más rentable el proyecto frente a inversionistas nacionales e internacionales de largo plazo.

Tabla 17. Fecha Límite y Capacidad Requerida

Fecha Límite	Capacidad Requerida
nov-20	2417 MW
nov-26	1742 MW
nov-32	2077 MW
nov-38	2489 MW
nov-44	2974 MW

CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el 2015, Colombia sufrió una crisis energética que no se presentaba desde 1992. La poca diversificación de la canasta energética y la alta dependencia a las fuentes hídricas de energía hicieron que en este año se llegará al límite de generación potencial en Colombia y alcanzara un nivel de incertidumbre en el racionamiento de la energía. El presente trabajo propone una metodología de pronósticos y evaluación financiera a largo plazo, con el fin de establecer una senda de acción para el Gobierno Nacional, en términos de promoción e incentivos en proyectos específicos que proveen eficiencia económica en el sector eléctrico. Como punto de partida, la metodología establece los posibles faltantes de energía en el futuro, identificando los años 2020, 2026, 2032, 2038 y 2044 como momentos críticos bajo las condiciones actuales de generación. Excluyendo el primer punto, 2020, ya que este año estará satisfecho por la entrada de Hidroituango en el 2018. Por su parte, el modelo establece que habrá nueve (9) años para el cual se realiza una labor de promoción en términos de desarrollo de proyectos que estén enfocados en eólica, gas y solar (Este último por el dinamismo decreciente en los costos de inversión).

La eficiencia económica del sector eléctrico es indispensable, ya que por constitución la energía deberá tener esta característica. Adicionalmente, esta herramienta da indicios a las entidades públicas relacionadas con los conceptos de promoción y divulgación de proyectos energéticos, así como los patrocinadores y motivadores de la Ley 1715 para promocionar las Fuentes No Convencionales. Es de interés para el Gobierno, saber cuál de los diferentes tipos de Fuentes No Convencionales suministrará eficiencias económicas y cuáles no. Con este objetivo, el Gobierno podrá concentrar sus esfuerzos en impulsar las tecnologías y los proyectos que realmente tengan un impacto en la competitividad del sector.

Adicionalmente, se adjunta el modelo económico y financiero con el fin de identificar los diferentes supuestos y cambiarlos dependiendo del tipo de proyecto a evaluar. Inicialmente, el modelo plantea unos proyectos tipo, sin embargo, el modelo podrá ser utilizado con el fin de evaluar y comprar proyectos concretos bajo un enfoque técnico más detallado.

Por último, se menciona la utilización de diferentes herramientas estadísticas que podrán ser evaluadas y cambiadas a la hora de delimitar un nuevo enfoque del proyecto. Sin embargo, la consistencia en las proyecciones, establecer el ranking de alternativas y asignar las alternativas de oferta contra demanda serán el núcleo fundamental de análisis. La necesidad de actualizar el modelo financiero sin duda proveerá un enfoque más preciso para la correcta planeación en promoción e implementación de proyectos en el sector energético en Colombia.

BIBLIOGRAFÍA

Ariel Yepes – Garcia, Rigoberto, Dana Julie. (2012). Mitigating Vulnerability to high and volatile oil prices. Energy and mining World Bank.

Bailey Jed (2004). What Next for Latin American Power Markets?. Latin American at Cambridge Energy Research.

Cadena, Á., & Pinzón, W. (2011). Clusters minero energéticos en Colombia: Desarrollo, hallazgos y propuestas. (Spanish). Revista De Ingeniería, (34), 49-60.

COPELAND, Tom y ANTIKAROV, Vladimir. 2001. Real Options: A Practitioner's Guide. Texere. New York. 371 p.

DAGANZO, Carlos. 1979. Multinomial Probit. The Theory and its Application to Demand Forecasting. Academic Press. New York. 222p.

DE LARA, Alfonso. 2004. Medición y control de riesgos financieros. Limusa Noriega Editores. México.

Departamento Nacional de Planeación. Plan Nacional de Desarrollo 2014 – 2018. 2015.

Echeverría, Francisco Álvarez, Sarabia, Pablo López and Venegas-Martínez, Francisco, (2012), Valuación económica de proyectos energéticos mediante opciones reales: el caso de México, Ensayos Revista de Economía, XXXI, issue 1, p. 75-98.

Energy Information Administration: "The Changing Structure of the Electric Power Industry 2000: An Update. October 2000. U.S. Department of Energy, Washington, D.C. 143 p.

GREENE, William H. 1997. Econometric Analysis, 3rd Edition, Prentice Hall.

Gujarati, Damodar N. (2009). *Econometría*. (5ª Edición). McGraw-Hill.

GUJARATI, Damodar N. 2004. *Econometría*. Cuarta Edición. McGraw Hill. México. 972 p.

Kikut, Ana Cecilia. Ocampo, Andrea Natalia. 2005. *Ajuste Estacional de Series de Tiempo con TRAMO/SEATS y CENSUS X12-ARIMA*. Banco Central de Costa Rica, División Económica.

Klise, G. T., Johnson, J. L., & Adomatis, S. K. (2013). Valuation of Solar Photovoltaic Systems Using a Discounted Cash Flow Approach. *Appraisal Journal*, 81(4), 316-330.

León, Oscar (2003). *Valoración de empresas, gerencia del valor y EVA*. Prensa Moderna.

Leyva, S., Herrera, B., & Cadena, Á. (2014). Actualización de escenarios de oferta y demanda de hidrocarburos en Colombia. *Revista De Ingeniería*, (40), 69-80.

Lintner, John. (1965). The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets, *Review of Economics and Statistics*, 47 (1), 13-37.

Markowitz, Harry M. (1999). The early history of portfolio theory: 1600-1960, *Financial Analysts Journal*, Vol. 55, No. 4

Mossin, Jan. (1966). Equilibrium in a Capital Asset Market, *Econometric*, Vol. 34, No. 4, pp. 768-783.

NOAA. (2016). MEI Index. Recuperado de <http://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/table.html>

O’Ryan, Raúl. (2008). *Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo*. Programa de Gestión y Economía Ambiental Universidad de Chile.

Omojolaibi, J. A., & Egwaikhide, F. O. (2014). Oil price volatility, fiscal policy and economic growth: a panel vector autoregressive (PVAR) analysis of some selected oil-exporting African countries. *OPEC Energy Review*, 38(2), 127-148.

Pérez-Arriaga, I. L., & Linares, P. (2008). Markets vs. Regulation: A Role for Indicative Energy Planning. *Energy Journal*, 149-164.

Robinson, C. (2013). The Return Of Centralised Energy Planning. *Economic Affairs*, 33(3), 312-326.

Robles-Agudo, O., & Vázquez-Román, R. (2008). Un Modelo de Programación No-lineal para la Planeación de la Producción de Gas y Petróleo. (Spanish). *Información Tecnológica*, 19(3), 25-32.

Rubinstein, Mark (2006). *A History of the Theory of Investments*. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc.

Serrano, Javier (2010). *Matemáticas Financieras y Evaluación de Proyectos*. Alfaomega.

Sharpe, William F. (1964). Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk, *Journal of Finance*, 19 (3), 425-442.

Solera, Álvaro. 2000. *Criterios para la selección de modelos estadísticos*. Banco Central de Costa Rica, División Económica.

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. (2015). *Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050*.

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. *Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático*. 2013.

Villada, Fernando, Cadavid, Diego Raúl, Molina, Juan David. (2008). Pronóstico del precio de la energía eléctrica usando redes neuronales artificiales. Grupo Manejo Eficiente de Energía Universidad de Antioquia.

Webster, Allen L. (2000). Estadística aplicada a los negocios y la economía. (3ª Edición). McGraw-Hill.

Wei, William W.S. (2006). Time Series Analysis Univariate and Multivariate Methods. (2nd Edition). Pearson Adison Wesley.