



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Construcción de un portafolio hidro-eólico con enfoque estocástico para generadores en el sistema eléctrico colombiano.

Carmen Eugenia Gómez Guzmán

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Escuela de Ingeniería de la Organización
Medellín, Colombia

2012

Construcción de un portafolio hidro-eólico con enfoque estocástico para generadores en el sistema eléctrico colombiano.

Carmen Eugenia Gómez Guzmán

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título de:

Magíster en Ingeniería Administrativa

Director:
D.Sc. Sergio Botero Botero

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Escuela de Ingeniería de la Organización
Medellín, Colombia
2012

***A Dios todo poderoso y los ángeles que
ha enviado en mi auxilio***

Agradecimientos

Hay motores que nos impulsan a llegar a una meta... mi motor es mi familia y mi fuerza es Dios, a ellos mi gratitud por su confianza y apoyo incondicional; a mi padre que en vida y luego desde el cielo enfocó mi voluntad.

A mi director de tesis, Sergio Botero quien me dio el voto de confianza que permite la culminación de este proceso.

A Lorena Moreno y Guillermo Cadavid, por encontrar el tiempo dentro de sus ocupaciones para realizar las críticas constructivas que aportaron a la ejecución de este proyecto.

Y a muchos otros amigos que no menciono pero que aportaron a su manera muchos granitos de arena en el desarrollo de toda la maestría y de esta tesis.

RESUMEN

El objetivo del trabajo desarrollado es estructurar un portafolio de comercialización, para un generador que dispone de una central hidráulica y un parque eólico, de forma que se optimicen las utilidades de dicho generador de energía, considerando distintos escenarios de capacidad instalada; determinando en cada caso hasta donde es conveniente comprometerse con obligaciones de energía firme y/o vender a través de contratos bilaterales la energía que genera, supliendo los déficit a través de la compra en el mercado de energía; teniendo en cuenta un comportamiento estocástico en variables como caudal de afluentes, velocidad de vientos y precios de bolsa.

Se analizarán los avances en estructuración de portafolios a través de diversas metodologías utilizadas en Colombia y el mundo, así como las particularidades del mercado eléctrico colombiano.

Seguidamente se caracterizarán las variables insumo y se procederá a la estructuración del modelo estocástico para finalmente encontrar las combinaciones óptimas de comercialización del parque hidro – eólico en cada composición de generación considerada.

PALABRAS CLAVES

Portafolio de energía, programación estocástica, energía eólica, energía hidráulica, mercado eléctrico colombiano, energía firme.

ABSTRACT

The aim of the work is to structure a portfolio of marketing, for a generator that has a central hydropower and a wind park, so as to maximize the profits of the power generator, considering different scenarios of installed capacity, determining in each case where is appropriate to engage in firm energy obligations and / or sell through bilateral contracts that generate energy, supplying the deficit through the purchase power in the market, taking into account a stochastic variables such as monthly hydrological contribution , generation power eolic monthly, stock prices, and demand.

Will review progress in structuring portfolios through various methodologies used in Colombia and the world as well as the specifics of the Colombian electricity market.

Then be characterized input variables and proceed to the structuring of the stochastic model to finally find the optimal combinations of marketing for a hydro-eolic generation park in each composition considered.

KEY WORDS

Energy portfolio, stochastic programation, Wind power, hydro power, Colombian power market, firm energy.

Contenido

RESUMEN	6
ABSTRACT.....	7
INTRODUCCIÓN	12
1. ESTADO DEL ARTE.....	15
1.1. PROGRAMACION ESTOCÁSTICA.....	15
1.1.1. PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS –BAGAZO DE CAÑA DE AZÚCAR. STREET ET AL, BRASIL.....	15
1.1.2. CONTRATOS BILATERALES-MERCADO SPOT. LIU ET AL, CHINA.....	19
1.1.3. RENOVABLES. DAIM ET AL, OREGÓN.	20
1.1.4. CONTRATOS FORWARD- OPCIONES DE COMPRA EUROPEAS. ROCHA Y KUHN REINO UNIDO.....	20
1.1.5. CARBÓN DE CICLO COMBINADO- CARBÓN DE CICLO ABIERTO. VITHAYASRICHAREON Y MACGILL, AUSTRALIA.....	21
1.1.6. CARTERA DE CONTRATOS. OLIVEIRA ET AL, BRASIL	21
1.1.7. EÓLICA- SOLAR - TÉRMICA CENTRALIZADA- FOTOVOLTAICA EN AZOTEAS –HIDROELÉCTRICA – GEOTÉRMICA - GAS NATURAL. HART Y JACOBSON, CALIFORNIA	22
1.2. TEORÍA DE PORTAFOLIOS	23
1.2.1. CASO UNIÓN EUROPEA.....	23
1.2.2. CASO CHINA.....	23
1.2.3. CASO ESPAÑA	27
1.2.4. CASO SUIZA.....	27
1.3. CASOS COLOMBIANOS.....	28
2. REGULACIÓN DE ENERGÍA FIRME EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO	30
3. CARACTERIZACIÓN DEL PORTAFOLIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN COLOMBIA.....	37
3.1. VENTAS EN BOLSA Y VENTAS EN CONTRATO.	37

3.2. CARACTERIZACIÓN DE LAS HIDROELÉCTRICAS	39
3.2.1. APORTES HÍDRICOS DE LOS EMBALSES COLOMBIANOS	39
3.2.2. ENERGÍA ALMACENADA EN LOS EMBALSES	40
3.2.3. COSTO DE GENERACIÓN HIDRÁULICA	44
3.3. CARACTERIZACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA	46
3.3.1. COMPORTAMIENTO DE LOS VIENTOS	47
3.3.2. COSTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA	50
3.4. COMPLEMENTARIEDAD DE ENERGÍAS EÓLICA-HIDRÁULICA.	51
4. CASO DE ESTUDIO	55
4.1. MODELO DE OPTIMIZACION	56
4.2. SUPUESTOS DEL MODELO	63
4.3. RESULTADOS DEL MODELO	63
4.4. ANÁLISIS DEL CARGO POR CONFIABILIDAD EN EL MODELO.	67
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	73
5.1. CONCLUSIONES	73
5.2. RECOMENDACIONES	74
BIBLIOGRAFÍA	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Obligaciones de energía Firme.	31
Figura 2 Precio Bolsa Vs Precio de Escasez.	32
Figura 3 Distribución de probabilidad de precio de bolsa	33
Figura 4 Operación de Embalses	42
Figura 5 Estructura de costos Energía Hidráulica	45
Figura 6 Generación eólica diaria.....	46
Figura 7 Comportamiento de la generación eólica	47
Figura 8 Distribución de probabilidad de velocidad de vientos.....	48
Figura 9 Curva de potencia de Aerogenerador N80/2500.....	48
Figura 10 Factor de Planta de Energía eólica	49
Figura 11 Estructura de costos Energía Eólica	50
Figura 12 Dispersión Rio Grande- velocidad de vientos Guajira	53
Figura 13 Dispersión Rio Nare- velocidad de vientos Guajira	53
Figura 14 Complementariedad hidráulica- eólica	54
Figura 15 Modelo de optimización.....	62
Figura 16. Carteras óptimas según precio de contrato capacidad instalada 0MW y 305 MW	65
Figura 17 Carteras óptimas según precio de contrato capacidad instalada 50MW y 180 MW	65
Figura 18 Resultados comparativos para capacidades instaladas eólica	66
Figura 19 Portafolio de comercialización sin Cargo por confiabilidad para plantas con 0 MW y 305 MW de planta eólica	68
Figura 20 Portafolio de comercialización sin cargo por confiabilidad para plantas con 50 MW y 180 MW de planta eólica	69
Figura 21 Portafolio de comercialización sin cargo por confiabilidad comparativo	70
Figura 22 Comparativo del Cargo por confiabilidad (CC) para diversas capacidades instaladas de energía eólica.....	72

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 OEF 2015-2016 de plantas existentes	34
Tabla 2 OEF 2015-2035 de plantas nuevas	35
Tabla 3 Ventas en bolsa vs Contratos.....	38
Tabla 4 Ventas en bolsa vs Contratos.....	39
Tabla 5 Aportes Hídricos	40
Tabla 6 Volumen útil del embalse en el sistema interconectado.	41
Tabla 7 Correlación Volumen útil en kWh -M3	43
Tabla 8 Costos energía hidráulica	45
Tabla 9 Costos Energía Eólica	51
Tabla 10 Correlación Caudal- velocidad de vientos	52
Tabla 11 Correlaciones de variables estocásticas	60
Tabla 12 Medidas de Riesgo de la utilidad según carteras de generación y precio de contrato	67
Tabla 13 Medidas de Riesgo de la utilidad según carteras de generación y precio de contrato en Ausencia del Cargo por confiabilidad	70

INTRODUCCIÓN

En Colombia la demanda de energía se cubre en mayor medida a través de contratos bilaterales que no se encuentran estandarizados y cumple con los requerimientos de precios y cantidades establecidos entre los clientes y el comercializador; no obstante debido a la composición del portafolio energético del mercado colombiano, la mayor parte de la energía proviene de centrales hidráulicas, las cuales se ven afectadas en épocas de pocas precipitaciones y más aún en eventos de Fenómeno del niño, por la poca disponibilidad de agua en los embalses que permitan turbinar y generar la energía que han comprometido en contratos. Es por ello que se presentan déficits de energía, entre las cantidades contratadas y generadas, en dichos períodos recurren al mercado para subsanar la diferencia, comprando a precios de bolsa (Expertos en Mercados-XM, 2012)

A partir del año 2006, el ente regulador CREG (Comisión de Regulación de energía y Gas), implemento el sistema de cargo por confiabilidad, en donde los generadores, podían participar de subastas para la adquisición de obligaciones de energía firme, remuneradas por cada MW de capacidad asignado en la subasta, los cuales representan una obligación de suministro en periodos de precios altos, que superen el precio de escasez.

Este nuevo modelo, sumado al histórico comportamiento de ventas por contratos, si bien estabilizan los flujos de ingreso de un generador, se convierte en un riesgo en aquellos periodos de bajas hidrologías, en los cuales la capacidad de generación se ve limitada por la falta del recurso.

Sin embargo, el alto porcentaje de comercializadores que tienen integrada la cadena de valor, tienen la posibilidad de estructurar su portafolio de generación de forma que optimice su relación riesgo – retorno, enfrentándose a dos decisiones

que determinan esta ventajosa posición: ¿Con que recursos generar? y ¿a través de que instrumentos vender lo generado?

Los regímenes de viento de la alta guajira permiten hallar una complementariedad en la energía eólica, debido a que en las temporadas secas, se presentan mayor velocidad en los vientos de la zona, posibilitando una mayor generación que cubra las faltas presentadas en la hidráulica; y en temporadas normales, la generación de eólica cubre parte de las cantidades pactadas, para que la central hidráulica pueda almacenar agua, postergando la generación a periodos futuros (Ealo, 2011)

A la fecha los estudios realizados basados en la teoría de media varianza desarrollada por Markowitz, contienen un análisis estático que no considera cambios en variables cuyo comportamiento es incierto, tal como la velocidad de vientos, los caudales que llegan a los embalses y los precios de bolsa; esta incertidumbre, es la que nos lleva a proponer la programación estocástica, como una herramienta de análisis.

1. ESTADO DEL ARTE

La necesidad de diversificar la composición del portafolio energético ha llevado a diversos autores a desarrollar varios métodos que permitan obtener combinaciones eficientes de las numerosas fuentes de generación de energía que se encuentran disponibles; este hecho motivó la realización del trabajo de grado para optar por el título de Ingenieras administradoras de Rosa Lorena Moreno y la autora del presente trabajo, en donde encontramos que la teoría de portafolios desarrollada por Markowitz, fue inicialmente aplicada al mercado de energía por Simon Awerbuch para trabajar la diversificación del portafolio de generación eléctrica de la Unión Europea, a este trabajo le siguieron diversos autores que si bien partieron de la misma teoría, realizaron modificaciones en cuanto a los tipos de energía utilizados y los instrumentos de medición de riesgo y retorno, incluso, algunos utilizaron el modelo para diversificar la forma de comercialización, teniendo como opciones los contratos y las ventas en bolsas; el segmento 1.2 de este documento amplía lo antes mencionado.

Paralelamente a la teoría de portafolios, algunos autores encontraron en la programación estocástica otra respuesta a la necesidad de diversificación, argumentando además, que las variables que determinan la capacidad de generación de algunas fuentes no tienen un comportamiento predecible, tal como las precipitaciones en el caso de la energía hidráulica, la velocidad de los vientos en la energía eólica, entre otras. La ampliación de los modelos estocásticos propuestos se plasma en el aparte 1.1 de este texto.

1.1. PROGRAMACION ESTOCÁSTICA

1.1.1. PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS –BAGAZO DE CAÑA DE AZÚCAR. STREET ET AL, BRASIL

Street et al (2009) proponen la conformación de un portafolio de generación de energía para el caso brasilero, a partir de la combinación eficiente de pequeñas centrales hidroeléctricas y generación con el bagazo de la caña de azúcar. La idea surge como mecanismo para lograr sinergias entre estas dos fuentes que por separado presentan altas intermitencias por la poca capacidad de almacenamiento de la primera y la dependencia del periodo de cosecha de la segunda; estos productores además enfrentan el riesgo de que su producción sea menor a la

pactada en los contratos de energía en firme que venden, caso en el cual deberán recurrir al mercado para cubrir el déficit.

Por efectos regulatorios los consumidores están obligados a contratar la energía que pretenden consumir en el año, y los productores pueden ofrecer en contratos solo la cantidad de MW que pueden demostrar a través de Certificado de energía firme FEC, que son emitidos por el regulador y dan cuenta de la máxima cantidad de energía que un productor puede vender en un contrato bilateral. El uso de contratos de energía en firme permite mitigar el riesgo generado por la volatilidad de los precios y el mercado Spot se considera una cámara donde confluyen déficit y excedentes de producción para ser negociados a precios de contado.

El ingreso de un generador se encuentra definido por la siguiente expresión, despreciando sus costos de producción:

$$R_{ts} = P \cdot E \cdot h_t + (G_{ts} - E \cdot h_t) \cdot \pi_{ts} \quad \forall t = 1, \dots, T \text{ and } s = 1, \dots, S$$

Donde:

R_{ts} Es el ingreso en cada periodo t del escenario s simulado

P Es el precio pactado para la venta de energía en un contrato a futuro

E Es la cantidad de energía vendida en un contrato a futuro

h_t Es el número de horas en el periodo t

G_{ts} Es la generación medida en MWh, en cada periodo t y simulada en el escenario s

π_{ts} Es el precio Spot en cada periodo t, del periodo simulado s

El modelo posee con una componente determinística, representada por el primer sumando de la ecuación, integrada por el precio y cantidad de energía pactada en el contrato de energía en firme; y una segunda componente estocástica, que proviene de la presencia del precio spot y la cantidad de energía generada por las plantas, la evolución de la variable G_{ts} puede tomar valores positivos si hay un superávit de producción o negativos si se presentan déficits ya que deberá recurrirse al mercado spot, representando un costo para el productor.

Los precios spot pueden simularse con modelos estadísticos, dadas las condiciones del sistema de programación centralizada de Brasil, los precios spot en el futuro pueden ser generados con los modelos de despacho en el largo plazo, con condiciones de funcionamiento óptimo del sistema, partiendo de variables de entrada como la incertidumbre y los costos marginales de producción, con un enfoque Montecarlo.

Capítulo 1.

Se propone la conformación de un modelo de negocio en el cual una empresa comercializadora adquiere cierto porcentaje de los FEC de ambas generadoras, para armar una oferta de energía en firme a través de un contrato bilateral. La estrategia de comercialización para la cartera óptima busca maximizar los ingresos del comercializador, al tiempo que se mitigan las emisiones de gases de efecto invernadero, al hacer viable dos fuentes de generación de energías renovable.

De ahí surge la necesidad de optimizar 2 etapas del modelo de programación lineal, la primera desde los productores y la segunda desde la visión de la comercializadora

El modelo propuesto representa ingresos para la comercializadora a través de la venta de contratos de energía y la venta de excedentes en el mercado al precio spot

$$R_{ts}^{venta} = p^{Qventa} \cdot h_t \cdot E^{Qventa} \cdot x^{Qventa} + (G_t^{BIO} \cdot x^{BIO} + G_{ts}^{SH} \cdot x^{SH} - h_t \cdot E^{Qventa} \cdot x^{Qventa}) \cdot \pi_{ts}$$

$$\forall t = 1, \dots, T \quad y \quad s = 1, \dots, S$$

Donde

E^{Qventa}	Es la cantidad total demandada por los consumidores
x^{Qventa}	Es la variable de decisión que define el porcentaje que esta dispuesta la comercializadora a suministrar, oscila entre 0 y 1
G_t^{BIO}, G_{ts}^{SH}	Son los perfiles de producción de cada una de las fuentes (dependen del periodo y del escenario)
X^{SH}, X^{BIO}	Porcentaje de FEC adquirido por la comercializadora, de cada fuente
h_t	Horas en periodo t
π_{ts}	Es el precio Spot en cada periodo t, del periodo simulado s

Sus gastos están dados por la siguiente expresión

$$Exp_t = p^{SH} \cdot E^{SH} \cdot X^{SH} \cdot h_t + p^{BIO} \cdot E^{BIO} \cdot X^{BIO} \cdot h_t \quad \forall t = 1, \dots, T$$

Donde:

p^{SH}, p^{BIO}	Son los precios requeridos por cada fuente
E^{SH}, E^{BIO}	Son las cantidades de energía en firme certificados por los FEC de cada fuente

Construcción de un portafolio hidro-eólico con enfoque estocástico para generadores en el sistema eléctrico Colombiano

X^{SH}, X^{BIO} Porcentaje de FEC adquirido por la comercializadora, de cada fuente
 h_t Horas en periodo t

Teniendo en cuenta que la cantidad de energía vendida debe ser menor o igual a la comprada a los productores.

$$E^{Qventa} \cdot x^{Qventa} \leq E^{SH} \cdot X^{SH} + E^{BIO} \cdot X^{BIO}$$

El beneficio neto de la comercializadora está dado por $R_{ts} = R_{ts}^{venta} - Exp_t$ y se maximizara eligiendo las cantidades correctas de $X^{SH}, X^{BIO}, x^{Qventa}$. El perfil de riesgo de la comercializadora se analiza a través del CVAR del beneficio neto de la comercializadora.

En resumen el modelo se describe como:

$$\text{Maximizar} \sum_t \sum_s P_s \cdot R_{ts} \cdot (1 + K)^{-t}$$

Sujeto a $\delta_{ts} \geq z_t - R_{ts} \quad \forall t, s$

$$z_t - \sum_s P_s \cdot \frac{\delta_{ts}}{(1 - \alpha)} \geq R_t^{min} \quad \forall t$$

$$R_{ts} = R_{ts}^{venta} - Exp_t \quad \forall t, s$$

$$E^{Qventa} \cdot x^{Qventa} \leq E^{SH} \cdot X^{SH} + E^{BIO} \cdot X^{BIO}$$

$$Exp_t = P^{SH} \cdot E^{SH} \cdot X^{SH} \cdot h_t + P^{BIO} \cdot E^{BIO} \cdot X^{BIO} \cdot h_t \quad \forall t = 1, \dots, T$$

$$R_{ts}^{venta} = P^{Qventa} \cdot h_t \cdot E^{Qventa} \cdot x^{Qventa} + (G_t^{BIO} \cdot x^{BIO} + G_{ts}^{SH} \cdot x^{SH} - h_t \cdot E^{Qventa} \cdot x^{Qventa}) \cdot \pi_{ts}$$

Capítulo 1.

$$X^{SH}, X^{BIO} \quad x^{Q \text{ venta}} \in [0,1]$$

$$\text{Exp}_t \quad y \quad z_t \in R_+ \quad \forall t$$

$$\delta_{ts} \in R_+ \quad y \quad R_{ts} \quad y \quad R_{ts}^{venta} \in R \quad \forall t, s$$

Nótese el uso de las variables auxiliares

z_t Representa el ingreso neto en cada periodo de la solución óptima

δ_{ts} Desviación del ingreso neto de la variable z_t en cada periodo

K costo de oportunidad del capital de la comercializadora (% por periodo)

R_t^{min} Beneficio neto mínimo

T periodo de tiempo discreto

S escenario discreto simulado

P_s Probabilidad de ocurrencia de cada escenario

1.1.2. CONTRATOS BILATERALES-MERCADO SPOT. LIU ET AL, CHINA

Liu et al (2009) plantean la construcción de una cartera para gestionar un portafolio hidráulico a través de la contratación bilateral y la venta en el mercado spot, para una empresa de energía en un mercado regional en China. El modelo planteado se enfoca en la programación lineal estocástica en 2 etapas, la primera pretende dimensionar los escenarios posibles para las variables precio spot y flujo de entrada del recurso hídrico, a través del método de simulación Montecarlo, asumiendo que la serie de estas variables distribuye normal; la segunda etapa parte de los escenarios encontrados, para maximizar los ingresos del generador dados por:

$$\sum_{t=1}^T R_t = \sum_{t=1}^T [P_{st} \times (k \times Q_t - Q_{bt}) + P_{bt} \times Q_{bt}] + \sum_{s \in S} Prob^s \sum_{t=1}^T [P_{st}^s \times k \times Q_t^s]$$

Nomenclatura

t periodo de tiempo

n numero de periodos

V_t nivel de reserve de agua

SP_t derrame en periodo t

Q_t generación en periodo t

I_t entrada esperada en periodo t

P_{st} precio spot esperado en periodo t

Construcción de un portafolio hidro-eólico con enfoque estocástico para generadores en el sistema eléctrico Colombiano

Q_{bt}	contrato bilateral firmado para periodo t
P_{bt}	precio para contrato bilateral firmado para periodo t
R_t	ingreso promedio en cada periodo
I_{st}	reservoir inflow associated with scenario s
P_s	precio spot asociado a escenario s
Q_{st}	acción correctiva en el recurso para la generación en cada periodo del escenario s
SP_{st}	acción del recurso tomada para el derrame en cada periodo del escenario s
V_{st}	acción del recurso tomada para nivel de reserve en cada periodo del escenario s

1.1.3. RENOVABLES. DAIM ET AL, OREGÓN.

Daim et al (2010) presentan una propuesta de construcción de un portafolio de energías en el caso de Oregón, utilizando una programación lineal multi-objetivo con parámetros y objetivos difusos, cuyos objetivos son:

- Reducir: costos de producción, costos de construcción, uso de la tierra, impacto ambiental;
- maximizando: ratio de conversión de energía, aceptación del público y estabilidad de precios

Cada uno de ellos tiene una meta y unos límites de tolerancia que definirán su cumplimiento. Adicionalmente se les asignan pesos de acuerdo a las opiniones de expertos sobre la importancia de lograr cada uno de los objetivos, estableciendo la mayor proporción a los costos de producción, la aceptación del público y el ratio de conversión de energía. La cartera se analiza con 5 tipos de renovables con un horizonte de tiempo hasta el 2025, calculando en cada periodo la composición óptima del portafolio.

1.1.4. CONTRATOS FORWARD- OPCIONES DE COMPRA EUROPEAS. ROCHA Y KUHN REINO UNIDO

Rocha y Kuhn (2012) discuten la utilidad de Markowitz en la generación de carteras óptimas de energía, debido a su enfoque estático, porque no considera el reequilibrio de la cartera, por lo cual no captura información del costo de transacciones y las consecuencias de una inversión a largo plazo que dependen de la evolución de variables aleatorias, propone un modelo de programación multi-etapa, que permita modelar el reequilibrio de la cartera a futuro; este tipo de modelos es de uso relativamente reciente, una de las primeras contribuciones se debe a Fletten et al (2000) quien sugiere que la planificación de la producción y la

Capítulo 1.

gestión del riesgo financiero deben integrarse con el fin de maximizar el beneficio esperado en un cierto nivel de riesgo aceptable.

Con este modelo pretende determinarse una mezcla costo-eficiente de contratos derivados de energía para un minorista, equilibrando la proporción correcta de contratos forward y opciones de compra europeas, con el fin de abastecer la demanda de sus clientes. Las decisiones se toman al inicio de cada periodo y se actualizan con la información existente. Las primas de las opciones se calculan utilizando un modelo Black-Scholes, tanto el precio spot como la demanda por sus características como estacionalidad, reversión a la media, son descritos por un proceso Ornstein – Uhlenbeck con estacionalidad.

1.1.5. CARBÓN DE CICLO COMBINADO- CARBÓN DE CICLO ABIERTO. VITHAYASRICHAREON Y MACGILL, AUSTRALIA

Vithayasrichareon y MacGill (2012) presenta la simulación Montecarlo para determinar los costos esperados de la industria así como las emisiones de CO₂ de diferentes mezclas de carteras. El método parte de la asignación de una distribución de probabilidad a los parámetros claves que en este caso son los precios de cada tecnología, la carga de duración y sus interrelaciones, para una cartera de carbón de ciclo combinado y de ciclo abierto.

Se asume que la demanda descrita por una distribución normal, es elástica y varía acorde con el cambio en el costo de generación a partir de un costo de referencia con una relación denotada por ϵ y que para el caso de estudio se asume como $\pm 0,4$ por cada 1% de variación en el precio. Se analiza para el caso específico de Nueva South Wales en Australia en 2007. Es de suma importancia anotar que debido a la dificultad de almacenamiento de la energía y la falta de sustitutos, la elasticidad de la demanda es de baja magnitud.

El modelo considera 21 carteras posibles, asumiendo que las variaciones en los % de generación cambian de 20 en 20, para cada una de ellas se genera una simulación de costos y emisiones.

A partir de estos resultados se genera la frontera eficiente conformada por aquellas carteras cuyo costo de generación es el más bajo para el nivel de riesgo o viceversa.

1.1.6. CARTERA DE CONTRATOS. OLIVEIRA ET AL, BRASIL

Oliveira et al (2011) plantean un diseño mixto de experimentos, buscando maximizar el valor total presente para la medida de riesgo CVAR, a través de la construcción de una cartera de contratos de energía óptimos, donde los factores

son las proporciones que componen la mezcla del portafolio. El modelo no lineal propuesto es un análisis multi-objetivo, descrito por

$$\begin{aligned}
 & \text{Maximizar } D = \sqrt{d_{TPVT} \times d_{CVaR}} \\
 \text{Sujeto a } & d^{n+1}(y_i) \geq D, \quad i = 1, 2, \dots, k \\
 & D \geq 0 \\
 & x \in \Omega
 \end{aligned}$$

Se critica el modelo de media varianza planteado por Markowitz, debido a la penalidad que a través de la desviación positiva se le da a los rendimientos más altos que el promedio, lo cual no es preocupación de los inversionistas.

1.1.7. EÓLICA- SOLAR - TÉRMICA CENTRALIZADA- FOTOVOLTAICA EN AZOTEAS –HIDROELÉCTRICA – GEOTÉRMICA - GAS NATURAL. HART Y JACOBSON, CALIFORNIA

Hart y Jacobson (2011) analizan una cartera conformada por eólica, solar, térmica centralizada, fotovoltaica en azoteas, hidroeléctrica, geotérmica, y gas natural, en california, a través de un modelo que combina una etapa determinística y una simulación Montecarlo.

La planeación determinística se hace a través de un modelo de programación lineal que minimiza el costo de generación (costo de capital, costos fijos, variables, de combustible y de operación y mantenimiento). Para lo cual se analiza el comportamiento típico de las tecnologías tomando muestras al azar de 20 días, entre los cuales se consideran 8 con condiciones meteorológicas extremas. La planeación se realiza con un día de antelación al despacho. Paralelamente se construyó una cartera que minimizaba las emisiones de carbono utilizando la misma metodología.

La segunda etapa del modelo incorpora Montecarlo para simular posibles escenarios de despacho, teniendo en cuenta que las previsiones meteorológicas y de carga realizadas con un día de antelación, pueden presentar variaciones que afectan las condiciones de generación programadas.

1.2. TEORÍA DE PORTAFOLIOS

El siguiente segmento se desarrolló en compañía de Rosa Lorena Moreno en el marco de la tesis de pregrado “Teoría de portafolio en mercados eléctricos y análisis de series de tiempo de activos de generación de energía en el mercado colombiano”

1.2.1. CASO UNIÓN EUROPEA

Shimon Awerbuch y Martin Berger (2003), aplicaron la teoría de carteras a los activos de generación de energía, tratando de hallar una combinación que redujera los costos de la generación y el riesgo simultáneamente.

Para cada tipo de generación de energía se consideran los costos siguientes:

- Costos de combustible
- Costos de operación y mantenimiento (fijos y variables)
- Costos de inversión

La suma de estos costos es el costo total y se utilizó para calcular tanto el retorno como el riesgo del activo y por tanto de la cartera que se forme con una combinación de estos. Así se obtuvieron las coordenadas características de cada tipo de activo y se formó la frontera eficiente con el método antes descrito. El retorno está dado por el inverso del costo $1/C$.

Clasificación de activos

Para el análisis, se toman como activos riesgosos los tipos de generación de energía a partir de petróleo, carbón, gas y energía nuclear, y con ellas se calcula el portafolio óptimo riesgoso.

Las tecnologías de generación que tienen costos fijos como la eólica, la fotovoltaica y la hidráulica son consideradas tecnologías libres de riesgo, ya que sus costos tienen poco o nada de volatilidad. Este tipo de tecnologías, consideradas libre de riesgos, se combinan con el portafolio de óptimo riesgoso; con la adición de este tipo de tecnologías se logra construir una cartera con menos costos y menos riesgos, lo que se traduce en un mayor bienestar.

1.2.2. CASO CHINA

- Min Liu y Felix F. Wu (2007), para el caso del mercado de energía de China, emplean la teoría moderna de carteras, como una propuesta de gestión del riesgo ante la alta volatilidad de los precios diarios de la energía.

Considerando que un portafolio deseado es aquel que maximiza la rentabilidad y minimiza el riesgo.

Utilizan una función de utilidad que relaciona estas dos medidas del portafolio, además de un factor A que mide la aversión al riesgo del inversionista; dicho factor toma valores más grandes entre mayor sea la aversión al riesgo.

$$U = E(r_p) - \frac{1}{2} A \sigma^2(r_p)$$

Donde r_p es la rentabilidad del portafolio construido y $\sigma(r_p)$ es la desviación estandar de los retornos del portafolio.

El portafolio óptimo será aquel que maximice dicha función de utilidad. Para hallar la combinación de activos riesgosos óptima maximiza la ratio de Sharpe, como se mencionó inicialmente:

$$\text{Max}_{w_i} s = \frac{E(r_p) - r_B}{\sigma(r_p)}$$

El segundo paso, según describe el teorema de la separación de Tobin consiste en encontrar la combinación de activos riesgosos o con el activo libre de riesgo; esto se traduce en la decisión de cuánto dinero invertir en el portafolio de energía, porque este dinero se retiraría del banco, donde se considera está libre de riesgo. En este paso se maximiza la función de utilidad, encontrando la proporción y que será invertida en activos riesgosos

Clasificación de activos

En este artículo, para el mercado chino, se consideran como activos sin riesgos a los contratos bilaterales de suministro de energía firmados con clientes locales, es decir contratos intra-zonales, suponiendo que el costo de producción ya está dado; el mercado spot por su parte se considera como un activo riesgoso, debido a que cuando se presenta congestión, en cada zona se tiene un precio para la energía, luego la generación de energía se dirigirá a cubrir la demanda de aquella zona que pague más por ella, el producto de la diferencia entre el precio de contado entre las zonas afectada y la energía suministrada se llama *tasa de congestión*, que hay que añadir al costo de comercio para el comercio bilateral. La congestión y los precios a los que esta conlleva, con impredecibles, por eso los contratos bilaterales inter-zonales o con clientes extranjeros, son riesgosos.

Capítulo 1.

La rentabilidad es calculada como (Ingresos – costos)/costos

Para los contratos intra- zonales (sin riesgo) los retornos se calculan como:

$$r_B = \frac{\sum_{k=1}^M p_k t \lambda_{1,k}^B - \sum_{k=1}^M (a + b p_k + c p_k^2) t \lambda_k^F}{\sum_{k=1}^M (a + b p_k + c p_k^2) t \lambda_k^F}$$

Para los contratos inter-zonales (riesgosos) los retornos y el riesgo se encuentran mediante las expresiones:

$$E(r_i) = K \sum_{k=1}^M p_k t \left[\lambda_{1,k}^S - \beta \left(E(\lambda_{i,k}^S) - E(\lambda_{1,k}^S) \right) \right] - 1$$

$$\sigma_1^2 = K^2 \sum_{k=1}^M (p_k t \beta)^2 \left[\sigma^2(\lambda_{1,k}^S) + \sigma^2(\lambda_{i,k}^S) - 2 \text{Cov}(\lambda_{1,k}^S, \lambda_{i,k}^S) \right]$$

Con $l = 2-N$

Para el mercado spot (riesgoso)

$$E(r_i) = K \sum_{k=1}^M p_k t * E(\lambda_{1,k}^S) - 1$$

$$\sigma_1^2 = K^2 \sum_{k=1}^M (p_k t)^2 \sigma^2(\lambda_{1,k}^S)$$

Donde:

r_i : es el retorno sobre el comercio i , $i = 2-N$ denota contrato bilateral no locales firmados con los clientes de la i -ésima Área; $i = 1$ indica que la transacción objeto de comercio en el mercado spot.

$E(r_i)$, y σ_2 , son valor esperado y varianza de r_i .

$\lambda_{i,k}^B$: el precio del k -ésimo intervalo de comercio de contrato firmado con los clientes de la zona i .

λ^F_k : el precio del k-ésimo intervalo de comercio de combustible.

$\lambda^S_{i,k}$: el precio del k-ésimo intervalo de comercio de terreno de la Zona I, el valor esperado de esta variable se denota por $E(\lambda_{S_{i,k}})$.

β , indica la proporción de la tasa de congestión que no es pagada por el comprador de energía. $0 \leq \beta \leq 1$.

- Lei Zhu y Ying Fan (2009), proponen un modelo donde aplican la teoría de portafolios para evaluar los planes de generación de energía en China para el mediano plazo (2020), basado en la teoría de carteras eficientes planteada por Harry Markowitz para un portafolio generado a partir de cuatro tipos de energías: nuclear, gas natural en centrales termoeléctricas, térmica de carbón y Eólica, siendo esta última, considerada la energía renovable. Dado que la energía eólica no tiene asociado ningún costo de combustible y no se causan emisiones de CO2 durante su fase de generación entra al portafolio como un activo libre de riesgo (la desviación estándar para esta variable es cero). Además en este modelo se presenta análisis de escenarios, usando el criterio de Pareto, donde se incorpora el impuesto al CO2.

Los rendimientos para cada tipo de energía son calculados como:

$$E(r_i) = \frac{1}{C_i}$$

Con C_i como el costo de la i-ésima tecnología de generación.

Teniendo en cuenta que el costos de generación es: $Y_{\text{costos}} = D + \sum_{i=1}^n C_i Q_i + e$

Donde:

Y_{costos} es el costo de generación de cada sociedad cotizada en la bolsa

D es la parte del costo de operación que no está asociado con la generación de costos.

Q_i es la capacidad de generación usando cada tecnología

e es un término de error estocástico

La aplicación de este modelo permitió concluir que con la agregación de la energía eólica el riesgo de la cartera tuvo una disminución a diferencia del costo de generación de la cartera que experimentó un alza.

1.2.3. CASO ESPAÑA

MUÑOZ *et al* (2009) en el caso español, pretenden formar un portafolio invirtiendo en distintos proyectos de energías renovables, con el fin de maximizar el retorno de la cartera y minimizar el riesgo de la inversión, en donde la TIR de cada uno de los flujos de cajas de los proyectos, es la medida de rentabilidad de los activos riesgosos, y la desviación típica de la TIR es la medida de riesgo, así:

$$\overline{TIR}_{Cartera} = \omega_E \times \overline{TIR}_E + \omega_F \times \overline{TIR}_F + \omega_M \times \overline{TIR}_M + \omega_T \times \overline{TIR}_T;$$

$$\sigma_p^2 = (\omega_E \times \sigma_E + \omega_F \times \sigma_F + \omega_M \times \sigma_M + \omega_T \times \sigma_T)^2$$

Donde E=eólica, F= fotovoltaica, M=mini hidráulica y T=termoeléctrica

Se utiliza como activo libre de riesgo, las letras del tesoro

Una vez calculadas las coordenadas (riesgo y rentabilidad) de cada uno de los tipos de energías renovables, el procedimiento seguido para hallar la cartera de activos riesgos óptimos y la posterior combinación de esta cartera con el activo libre de riesgo es la descrita inicialmente, es decir, maximizando la ratio de sharpe para hallar la cartera riesgosa óptima y maximizando la función de utilidad, para hallar la proporción óptima invertida en dicha cartera riesgosa. Así lo que se invierte en el activo libre de riesgo, en este caso las letras del tesoro es 1-y.

1.2.4. CASO SUIZA

Florian Kienzle, Gaudenz Koeppel y otros (2007), desarrollan un modelo donde se presenta la aplicación de la teoría de Varianza-media para la generación de energía en Suiza (cartera de BKW), basado en la teoría de cartera eficiente presentada por Harry Markowitz (1952). En un comienzo sólo se tiene en cuenta la rentabilidad y riesgo de la cartera BKW, posteriormente se incorporan las capacidades físicas (capacidad no utilizada, factor de capacidad de las plantas). Para este análisis, se emplea la tasa de variación de los costos de generación de electricidad para el cálculo de la rentabilidad y consecuentemente del riesgo, definido como la desviación estándar de los rendimientos. En este sentido cuando se habla de maximizar los rendimientos se hace referencia a minimizar los costos de generación (combustible, O& M, costos de inversión). Además el portafolio se

genera a partir de tres tipos de energías: nuclear, producción por bombeo e hidráulica (cartera BKW) con el gas y carbón. Cabe agregar, que todas estas fuentes de energías fueron tomadas como riesgosas

Los resultados obtenidos permiten la toma de decisión sobre futuras inversiones referente a las capacidades instaladas sobre la base de asignaciones de la cartera.

1.3. CASOS COLOMBIANOS

Ealo (2011) estudia la complementariedad hidráulica – eólica como la oportunidad de generar energía con una de las dos tecnologías, cuando se presenta escases del recurso energético de la otra. En Colombia, el estudio destaca la complementariedad entre los ríos de la zona nororiente y centro con parques eólicos en la guajira debida a la correlación negativa que presentan sus caudales con los regímenes de viento en la guajira colombiana, basados en datos históricos. El análisis propone una operación coordinada entre parques eólicos y centrales hidráulicas, teniendo en cuenta que al generar por el parque eólico, se almacena agua en el embalse para eventos de escases del recurso.

La disponibilidad de agua depende del caudal almacenado, más el afluente en cada periodo de tiempo; se genera la energía necesaria para cumplir las obligaciones de energía en firme y el excedente se almacena, hasta completar la máxima capacidad de almacenamiento del embalse. Momento a partir del cual se comienza a generar todo el afluente posible, siempre que éste no supere la capacidad de las turbinas, los excedentes deben ser vertidos.

Como resultado de la aplicación de este modelo se destaca el aumento de energía en firme que se produce por la introducción de mayores capacidades instaladas de la energía eólica en el caso de estudio. Se evaluó el proyecto conjunto a través del VPN y TIR, el cual arroja resultados positivos para capacidades instaladas superiores a 100 MWh en el parque eólico. Considerando que la energía firme se vende a los precios previstos por la UPME en su plan de expansión energética hasta el 2023, y con un valor promedio de 42 USD/MWh para los excedentes, llamados energía secundaria.

Utilizando un modelo de Media varianza planteado por Markowitz, Lemos (2010) propone un portafolio hidro- térmico, cuyo objetivo es minimizar la volatilidad de los precios, por efecto de los eventos climatológicos extremos. Su análisis parte de la construcción de las series de precios de cada una de las fuentes de generación utilizadas; en el caso de las térmicas a carbón y a gas natural, se utilizan los

Capítulo 1.

costos de inversión y costos fijos de una planta prototipo y se suma en cada día el precio de sus respectivos combustibles, para obtener la serie de precios con un enfoque retrospectivo. En el caso de la hidráulica, la dificultad para medir el valor del agua en cada punto de tiempo, lleva al autor a proponer que la serie de precios del mercado en general sale del promedio ponderado de los precios de cada una de las tecnologías y sus respectivas participaciones en la oferta, por lo cual al despejar teniendo los demás datos conocidos es posible hallar la serie de precios hidráulica en cada periodo de tiempo.

Una vez obtenida las series, se calculan las medidas de rentabilidad y riesgo, esta última se analiza con desviación estándar, valor en riesgo, teniendo como resultados distintas fronteras eficientes, lo cual permite concluir la dependencia de la medida de riesgo usada.

Gonzales (2012) recurre a un enfoque también de media varianza para estudiar un modelo de portafolio hidro - eólico, en el cual la serie de precios de energía eólica se calcula, teniendo en cuenta un parque prototipo en la alta Guajira Colombiana conformado por 25 aerogeneradores para el modelo Nordex N80/2500; Utiliza información del cerrejón de la velocidad horaria de los vientos en la zona a una altura de 10 metros, la cual convierte a una velocidad de vientos a una altura de 60 metros, acorde con la altura de los aerogeneradores.

Teniendo en cuenta esta velocidad, la potencia de cada aerogenerador en cada franja horaria es calculada mediante la ecuación: $P = 0,03 V^4 - 4,1775 V^3 + 76,775 V^2 - 174,61V + 153,53$. Y luego se multiplica por 25, para hallar la potencia total del parque, suponiendo que no se presentan diferencias de velocidades.

Adicionalmente, calcula los costos de instalación y operativos, los cuales divide por la generación total en cada periodo de tiempo, para establecer la serie de precios de la energía eólica, con la cual aplica el modelo de media varianza.

2. REGULACIÓN DE ENERGÍA FIRME EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

El gobierno nacional desde la proclamación de la Ley 143 de 1994, se propuso como objetivo abastecer la demanda de electricidad de la comunidad, haciendo uso de los diferentes recursos energéticos y cumpliendo con principios de calidad, oportunidad y costo del servicio; atribuyendo a la Comisión de regulación de energía y gas-CREG, funciones de regulación de las actividades del sector de energía y gas combustible que garanticen la oferta eficiente y la competencia, evitando posiciones dominantes y buscando una liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia.

En aras de dar cumplimiento a este objetivo, la CREG define en la resolución 071 de 2006 los siguientes conceptos:

Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC): Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones críticas de abastecimiento, en un período de un año.

Obligación de Energía Firme: Es un vínculo que impone a un generador el deber de generar, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez, el cual es definido para cada mes.

Cargo por Confiabilidad: Es la remuneración que se le paga a un agente generador, por mantener disponibles activos de generación que garanticen el cumplimiento de las obligaciones de energía firme asignadas previamente con el fin de garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio en condiciones críticas.

Este esquema de cargo por confiabilidad, permite a los generadores tener un ingreso fijo, independiente de la participación que tengan en el mercado mayorista, lo cual disminuye los riesgos de su inversión; se diferencia del modelo anterior llamado cargo por capacidad, ya que este último no comprometía al generador a entregar nada a cambio de la remuneración que recibía por cada Megavatio instalado (XM, En línea).

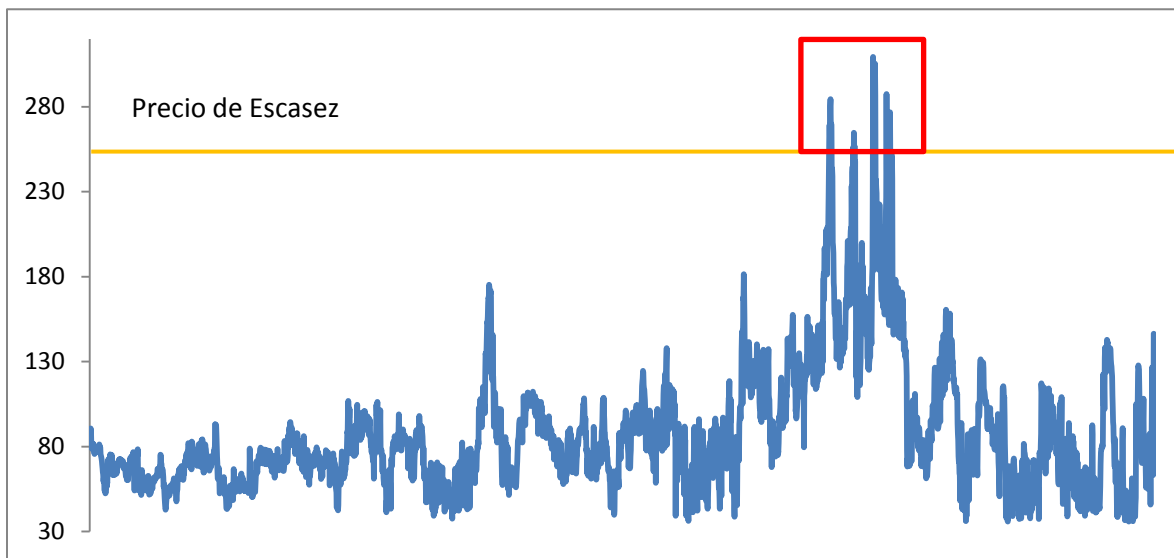
Es así como en aquellos periodos en donde el precio supere el precio de escasez, los generadores que se hayan comprometido con obligaciones de energía firme-

Capítulo 2.

OEF serán llamados a generar hasta el monto del ENFICC que comprometieron. En los casos que este precio no se supere, el generador aun recibiendo el cargo por confiabilidad no es llamado a generar y toda su generación puede ser vendida en los mercados. Tal como se muestra a manera de ejemplo, en la figura 1.

Figura 1 Obligaciones de energía Firme.

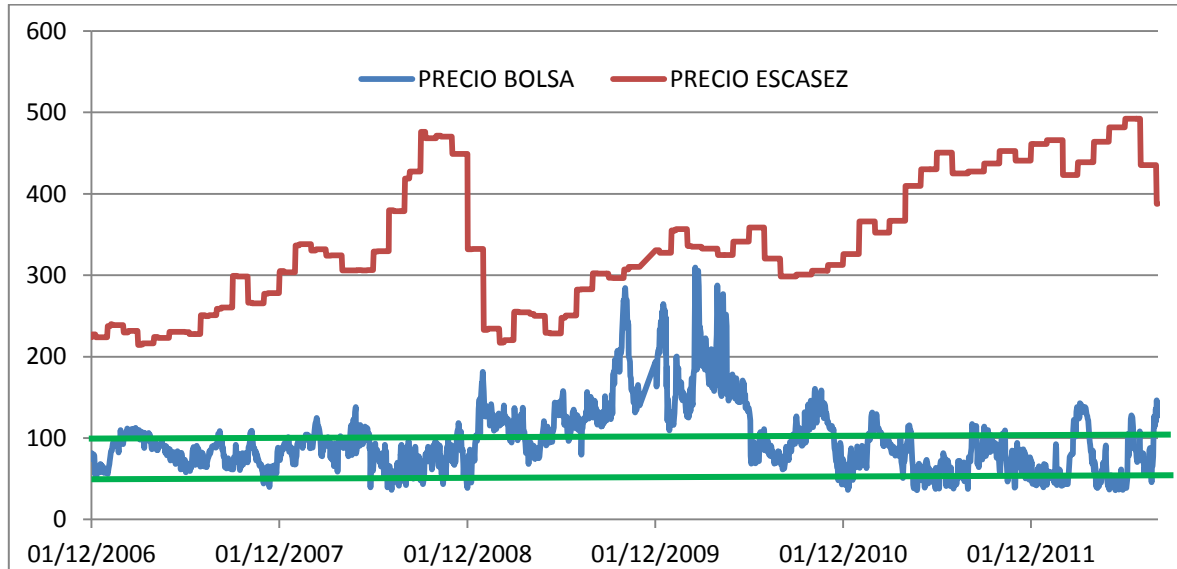
Fuente: Elaboración propia



Desde la entrada en vigencia del cargo por confiabilidad en diciembre de 2006, el precio de bolsa no ha superado el precio de escasez, observando la resolución diaria de precios, hecho que ha impedido el ejercicio de las opciones de obligaciones de energía Firme- OEF. Aun en el periodo 2009 – 2010 donde tuvo lugar la ocurrencia de un fenómeno del niño caracterizado por la presencia continua de aportes deficitarios durante el periodo y en donde puede observarse que los precios de bolsa superaron incluso los 200\$/kWh, el precio de escasez, si bien acortó la brecha que tenía con el precio de bolsa, no lo igualó.

Figura 2 Precio Bolsa Vs Precio de Escasez.

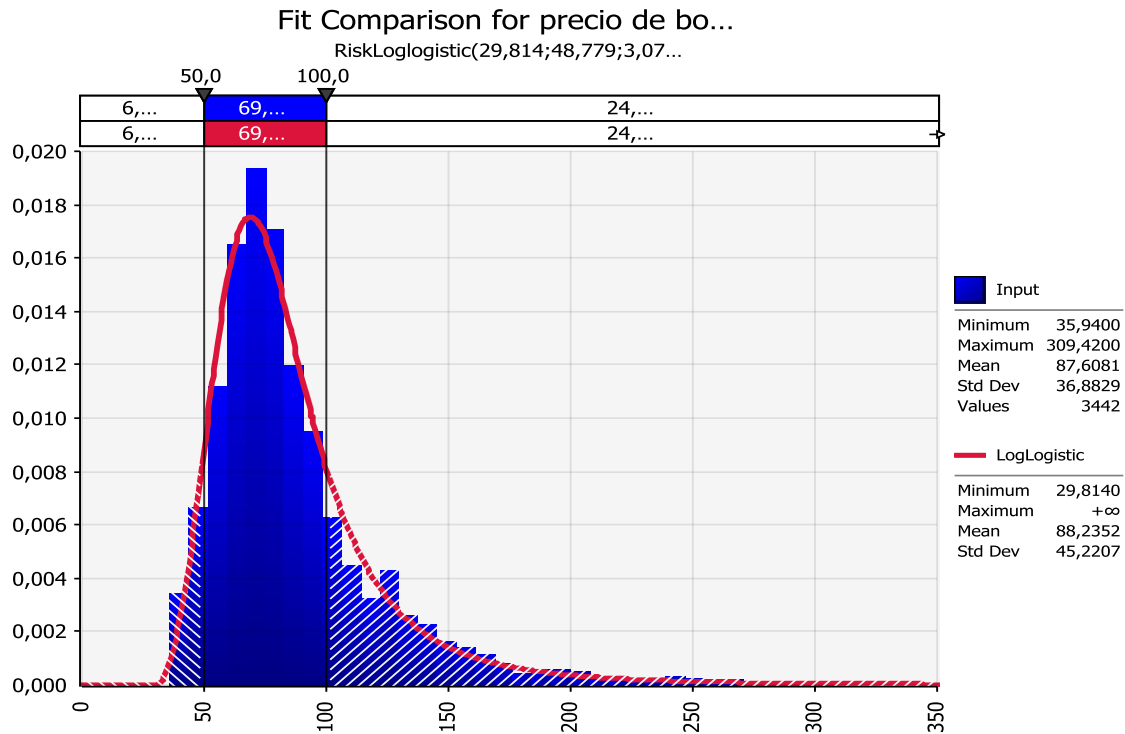
Elaboración propia. Fuente XM– expertos en mercados



Estos precios de mercado de la energía se han concentrado en el rango de los 50 a 100 \$/kWh, en donde se concentran el 69,3% de los datos desde marzo de 2003, hasta Agosto de 2012 a precios corrientes; su comportamiento se ajusta a una distribución LogLogistic, como se ilustra en la figura 3, en donde puede evidenciarse que los eventos sucedidos entre mediados de 2009 y mediados de 2010, en donde el precio de la energía supero los 200 \$/kWh, en donde estuvo cerca de coincidir con el precio de escasez, tienen una probabilidad de ocurrencia del 2,1%.

Figura 3 Distribución de probabilidad de precio de bolsa

Elaboración propia. Fuente XM



A partir de la adopción del cargo por confiabilidad, se han realizado dos subastas para las asignaciones de Obligaciones de Energía Firme- OEF, la última fue realizada en diciembre de 2011, en donde se adjudicaron en total 175.435 MWh-día; dichas obligaciones comienzan a regir a partir de 2015, para un periodo de 1 año en el caso de las plantas existentes, y de 20 años para aquellas plantas que aún no han entrado en operación.

En consecuencia, un total de 18 centrales hidroeléctricas que operan actualmente y son de propiedad de 7 distintas empresas se obligaron a suministrar al sistema 81.546 MWh-día en los días que el precio supere el precio de escasez, a cambio una remuneración fija de 15.7 USD/MWh, la planta con mayor OEF asignada fue San Carlos de ISAGEN con un total de 13.321.651 kWh/día, seguido del Guavio de EMGESA con 12.472.925 kWh/día

Tabla 1 OEF 2015-2016 de plantas existentes

Adaptado de XM– expertos en mercados

PLANTAS EXISTENTES VIGENCIA 2015-2016		
EMPRESA	PLANTA	OEF (kWh-DÍA)
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	CHIVOR	8.014.422
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	ESMERALDA	433.364
	SANFRANCISCO	553.872
EMGESA SA ESP	BETANIA	5.045.768
	GUAVIO	12.472.925
	PAGUA	10.655.738
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	ALBAN	2.143.200
	CALIMA	263.800
	PRADO	184.127
	SALVAJINA	1.846.233
EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P.	URRA	1.961.129
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	GUATAPE	5.478.044
	GUATRON	7.097.895
	LATASAJERA	3.625.923
	PLAYAS	3.280.800
	PORCE II	3.641.679
ISAGEN S.A. E.S.P.	JAGUAS	1.525.480
	SAN CARLOS	13.321.651
TOTAL		81.546.050

Otras 5 empresas, referenciadas en la tabla 2, se comprometieron con la construcción de nuevos proyectos que garanticen la estabilidad del sistema eléctrico, y se le adjudicaron Obligaciones de Energía Firme por 10.138 MWh-día, de los cuales 1.090 MWh-día, fueron otorgados a 3 centrales hidroeléctricas, con el mismo cargo por confiabilidad de 15.7 USD/MWh, los cuales fueron pactados para el periodo comprendido entre 2015 y 2035

Capítulo 2.

Tabla 2 OEF 2015-2035 de plantas nuevas

Adaptado de XM– expertos en mercados

PLANTAS NUEVAS VIGENCIA 2015-2035		
EMPRESA	PLANTA	OEF (KWH-DÍA)
EMPRESA ENERGÍA DE LOS ANDES S.A.S E.S.P.	AMBEIMA	205.479
HIDROELÉCTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S E.S.P.	CARLOS LLERAS RESTREPO	547.945
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	SAN MIGUEL	336.096
TOTAL		1.089.520

3. CARACTERIZACIÓN DEL PORTAFOLIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN COLOMBIA.

Además del modelo de cargo por confiabilidad, en Colombia según los datos de los dos últimos años reportados por XM la mayor parte de la energía (79%) es transada a través de contratos bilaterales, que obligan al generador a cumplir con un volumen de energía contratada, de acuerdo al tipo de contrato acordado.

3.1. VENTAS EN BOLSA Y VENTAS EN CONTRATO.

El mercado mayorista eléctrico en Colombia es un mercado competitivo creado por la reforma Eléctrica (leyes 142 y 143 de 1994) y regulado por la comisión de regulación de energía y gas - CREG en el cual participan generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad o usuarios no regulados (aquellos cuya demanda es 100 kW o 55 MWh/mes). La energía puede ser transada en bolsa o mediante contratos bilaterales (Largo Plazo) con otros generadores, comercializadores o directamente con los grandes consumidores o usuarios no regulados, o vendida en la bolsa de energía (corto plazo), la cual funciona las 24 horas del día, con resolución horaria; los precios de estos dos tipos de mercados son independientes (XM, En línea).

Es responsabilidad de los agentes Comercializadores y Generadores registrar sus contratos de compra-venta de energía ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-, para que éste determine hora a hora sus transacciones en la Bolsa de Energía, las cuales corresponden a la diferencia entre sus obligaciones de compra (y/o de atención de la demanda, en el caso de los comercializadores) y de venta (y/o de entrega de energía en el caso de los generadores), valoradas al precio de mercado (Precio de Bolsa). Sin embargo el ASIC no realiza el recaudo de los dineros transados en contratos (XM, En línea).

La transacción de energía a través de contrato viene dominando el mercado, en 2010 y 2011 el 79% y 78% de la energía fue transada a través del mercado de largo plazo tal como se evidencia en la tabla 3.

Tabla 3 Ventas en bolsa vs Contratos

Fuente: XM– expertos en mercados

	2010	2011	2010%	2011%
Energía transada en bolsa (GWh)	18.251	16.789	22%	21%
Energía transada en contratos (GWh)	63.555	62.179	78%	79%

Los contratos bilaterales destinados a atender el mercado regulado, se encuentran regulados por la resolución CREG-020 de 1996, en donde se establece como mecanismo, la subasta de sobre cerrado de primer precio; no obstante para atender usuarios no regulados, es decir con demanda mensual superior a 0.1 MW, la contratación bilateral tiene amplias libertades siempre que cumpla con la regulación vigente y se dejen definidos precios, cantidades, forma , oportunidad y sitio de entrega, de forma que este contrato pueda ser registrado y liquidado en el Administrador del sistema de intercambios comerciales - ASIC. En general los tipos de contratos que se presentan con mayor frecuencia son (CREG, 2004):

Pague lo demandado (CPLD): donde el vendedor tiene la obligación de suministrar la demanda de energía del comprador independiente de su volatilidad y el comprador se encuentra obligado a comprar, lo cual le imposibilita obtener mejores precios en bolsa. Este contrato puede tener tope, en cuyo caso si la demanda supera el tope, el comprador obtendrá el excedente del mercado.

Pague lo contratado (CPLC): el vendedor tiene la obligación de suministrar hasta la cantidad contratada y los excedentes de demanda deberá obtenerlos el comprador en el mercado.

El 35% de los contratos son del tipo CPLC y el 25% del tipo CPLD

Adicionalmente, según datos de 2003 la demanda de energía es atendida en su mayoría por comercializadoras que integran la cadena de valor, más que dedicarse al negocio de comprar y vender energía en el sentido puro; el 62% se encuentra en comercialización y distribución; el 35,8% se encuentran en comercialización, distribución y generación; Y solo el 2,2% se dedican exclusivamente a comercializar (CREG, 2004).

La demanda de energía en 2011 fue atendida por un 78% energía hidráulica, lo que significa un incremento significativo comparado con el 67% que representó en 2010. A pesar de que este incremento en la participación de la energía hidráulica en detrimento de la térmica, es un aspecto positivo para el control de emisiones de carbono, preocupa la posibilidad de escasez ante periodos de pocas precipitaciones (XM, 2012):

Tabla 4 Ventas en bolsa vs Contratos

Elaboración propia, Fuente: XM – expertos en mercados

Generación	2010	2011	2010%	2011%
Hidráulica (GWh)	38.089	45.583	67%	78%
Térmica (GWh)	15.591	9.284	27%	16%
Plantas menores (GWh)	2.986	3.337	5%	6%
Cogeneradores (GWh)	223	317	0%	1%
Total	56.888	58.520	100%	100%

3.2. CARACTERIZACIÓN DE LAS HIDROELÉCTRICAS

3.2.1. APORTES HÍDRICOS DE LOS EMBALSES COLOMBIANOS

Los volúmenes de afluentes que llegan al embalse en cada periodo son inciertos, y son estos los que permiten el aumento del volumen útil para garantizar la generación continua de la central hidroeléctrica, es por ello que resulta de gran importancia analizar su comportamiento.

En consecuencia, se analizaron los aportes hídricos de los ríos que alimentan los embalses colombianos en metros cúbicos por segundo durante los últimos 15 años, en un periodo comprendido entre agosto de 1997 y agosto de 2012. Los cuales fueron extraídos de XM- Expertos en Mercados.

El río Magdalena que alimenta el embalse Betania, es el de mayor caudal con una media de 390 m³/segundo; le sigue el río Sinú que alimenta el embalse Urra, el cual tiene un caudal promedio de 190 m³/segundo; sin embargo, a pesar de su alto caudal promedio, el río Sinú es también el río con una de las mayores volatilidades en sus aportes, medidos por una desviación estándar correspondiente al 116% del caudal promedio.

Tabla 5 Aportes Hídricos

Elaboración propia, Fuente: XM – expertos en mercados

APORTES HIDRICOS (CAUDAL)			
RIO/ EMBALSE	MEDIA (M) (m³/s)	DESVIACION ESTANDAR (S) (m³/s)	S/M (%)
MAGDALENA/BETANIA	390	200	51%
SINU/ URRRA	190	221	116%
CAUCA/ SALVAJINA	134	85	64%
PORCE II	101	51	50%
MIEL I	98	59	60%
BATA/ CHIVOR	77	78	102%
GUAVIO	69	60	87%
PRADO	56	70	124%
NARE/ EL PEÑOL	53	33	62%
ALTOANCHICAYA	46	24	52%
SAN LORENZO/ JAGUAS	40	29	72%
GRANDE/ RIO GRANDE	34	19	55%
PORCE III	33	26	79%
BOGOTA N,R,	30	32	109%
DIGUA	28	18	62%
SAN CARLOS/ PUNCHINA	26	25	96%

En general, la alta volatilidad de los aportes hídricos es una característica que acompaña a todos los ríos analizados, teniendo en cuenta que la volatilidad más baja corresponde al 50% del valor del caudal promedio, para Porce II, lo cual se convierte en un factor de riesgo para garantizar la generación continua de las plantas hidroeléctricas del país.

3.2.2. ENERGÍA ALMACENADA EN LOS EMBALSES

Para una planta hidroeléctrica la energía firme se refiere a la energía que es capaz de producir en condiciones de baja hidrología, momentos en los que el volumen del embalse tiende a disminuir. Es por ello que se analizaron los comportamientos de los volúmenes útiles almacenados en cada uno de los embalses desde julio de 2004 hasta agosto de 2012. A pesar de que los aportes hídricos de los embalses

Peñol, EEB y Guavio no son los más altos, sus condiciones físicas les permiten almacenar un mayor volumen de los aportes hídricos recibidos.

Con un 95% de confianza el volumen útil del sistema hidroeléctrico es 7.670 millones de kWh en cada día, es decir, que en las condiciones más extremas esta sería la energía capaz de entregar al mercado, contando con que la capacidad instalada permita turbinar el volumen de agua equivalente.

Tabla 6 Volumen útil del embalse en el sistema interconectado.

Elaboración propia, Fuente: XM – expertos en mercados

EMBALSE	PROMEDIO (M) (MILLONES DE KWH)	DESVIACIÓN ESTÁNDAR (S) (MILLONES DE KWH)	S/M %	PERCENTIL 5% (P) MILLONES DE KWH	PI/PSISTEMA %
SISTEMA	10.870	1.838	17%	7.670	100%
PEÑOL	3.557	515	14%	2.665	35%
AGREGADO EEB	2.686	490	18%	1.800	23%
GUAVIO	1.486	491	33%	548	7%
CHUZA	703	185	26%	364	5%
ESMERALDA	751	320	43%	188	2%
MIRAFLORES	201	69	34%	90	1%
RIOGRANDE II	301	114	38%	89	1%
SAN LORENZO	272	117	43%	77	1%
CALIMA	153	43	28%	75	1%
BETANIA	116	22	19%	72	1%
PLAYAS	88	21	24%	47	1%
URRA1	105	39	38%	35	0%
SALVAJINA	103	39	38%	33	0%
MUNA	56	14	26%	26	0%
MIEL 1	108	60	56%	18	0%
PUNCHINA	46	20	44%	16	0%
PRADO	41	16	40%	9	0%
PORCE II	37	25	69%	9	0%
TRONERAS	35	19	55%	8	0%
ALTO ANCHICAYA	10	8	80%	1	0%

MODELO DE OPERACIÓN

Los embalses reciben sus aportes a partir de los afluentes del río y de las precipitaciones, logrando almacenar hasta su capacidad máxima física que al ser excedida da lugar a vertimientos. No todo el volumen almacenado resulta útil para la generación de energía, debido a la localización de la bocatoma.

El volumen útil en cada día podría describirse como:

$$VU_t = VU_{t-1} + CA_t - V_t - CT_t$$

Donde

VU_t Es el volumen útil en el día t

VU_{t-1} Es el volumen útil del día t-1

CA_t Es el caudal afluente el día t

V_t Es el volumen vertido del embalse en el día t

CT_t Es el caudal utilizado para la generación de energía el día t

Figura 4 Operación de Embalses



Elaboración propia

El potencial de generación en una central hidroeléctrica puede ser calculado a través de la expresión (UPME (2005)):

$$P = \frac{8 \times Q_m \times H}{1000}$$

H Es el salto neto del embalse medido en metros,

Q_m Es el volumen turbinado en m³/s

Y el termino 8 contiene tanto la aceleración de la gravedad como la eficiencia del sistema turbina generador

Los datos disponibles en Expertos en Mercados- XM, de volumen útil de embalse de las centrales hidroeléctricas expresados en millones de metro cúbicos (Mm³) y kWh, demuestran una relación lineal alta para la mayoría de los embalses, solo Porce II y el volumen útil agregado del sistema, tienen una correlación inferior al 90%, ubicándose en 66,51%, para el primero y 85,91% para el segundo; razón por la cual su conversión podría representarse con una expresión lineal, donde la generación en kWh es función de los M³ turbinados por un ratio de conversión.

Tabla 7 Correlación Volumen útil en kWh -M3

Elaboración propia, Fuente XM- Expertos en mercados

COEFICIENTE DE CORRELACIÓN (VOLUMEN ÚTIL EN kWh vs M3)	
PORCE III	1,0000
ESMERALDA	0,9998
ALTO ANCHICAYA	0,9996
GUAVIO	0,9996
URRA1	0,9988
BETANIA	0,9983
MUNA	0,9965
CHUZA	0,9963
PRADO	0,9961
SAN LORENZO	0,9947
MIEL 1	0,9925
AGREGADO EEB	0,9904

Construcción de un portafolio hidro-eólico con enfoque estocástico para generadores en el sistema eléctrico Colombiano

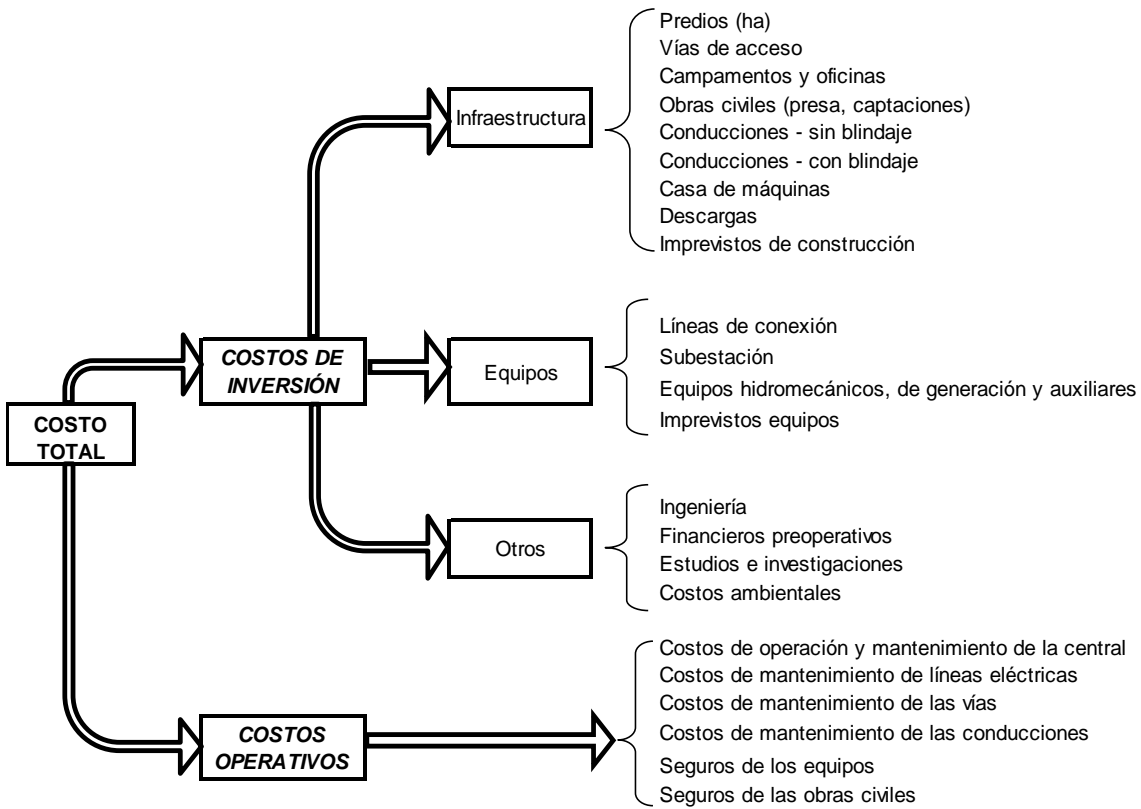
PENOL	0,9903
CALIMA	0,9895
SALVAJINA	0,9893
PUNCHINA	0,9887
PLAYAS	0,9814
TRONERAS	0,9558
RIOGRANDE I I	0,9461
MIRAFLORES	0,9014
SISTEMA	0,8591
PORCE II	0,6651

3.2.3. COSTO DE GENERACIÓN HIDRÁULICA.

Tomando como referencia, la metodología de estructuración de costos, planteada por la Unidad de Planeación Minero Energética- UPME y el estudio de la Energy Sector Management Assistance Program –ESMAP, el costo de una central hidroeléctrica esta dado por dos grandes grupos, los costos de inversión y los costos operativos, los cuales se detallan en la figura 5.

Figura 5 Estructura de costos Energía Hidráulica

Elaboración Propia, Fuente UPME



Los costos varían de acuerdo a la capacidad instalada de la central, sin embargo son costos fijos, puesto que el aumento o disminución de los volúmenes de generación no modifican los costos operativos, debido a la ausencia de costos de combustible y a las características de los demás costos operativos, los cuales dependen de las condiciones instaladas. Se tomó como referencia una planta de 300MW instalados, con un factor de planta del 50%.

Tabla 8 Costos energía hidráulica

Elaboración propia, Fuente ESMAP

COSTOS HIDROELÉCTRICA EN CENTAVOS DE DÓLAR / kWh (100MW)	
Costo de capital	4,56
AOM fijos	0,5
AOM variables	0,32
Total	5,38

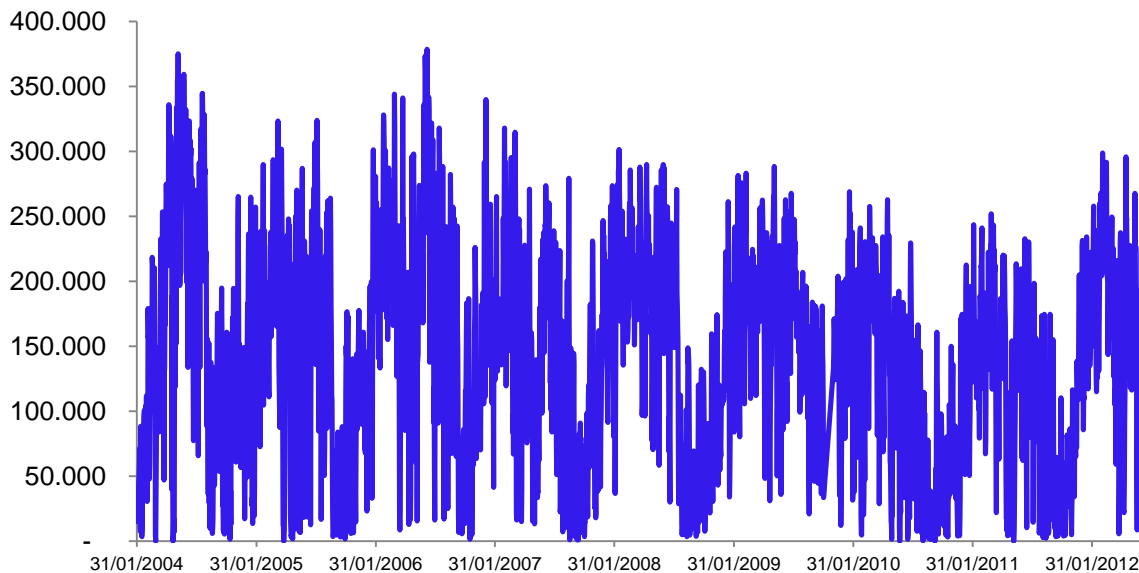
3.3. CARACTERIZACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA.

La primera aproximación al aprovechamiento del recurso eólico colombiano tuvo lugar en 2004 cuando Empresas públicas de Medellín- EPM puso en operación el parque eólico Jepirachi que cuenta con una capacidad instalada de 19,5 MW con 15 aerogeneradores de 1,3 MW cada uno; Se localiza al nororiente de la Costa Atlántica Colombiana, entre las localidades del Cabo de la Vela y Puerto Bolívar, inmediaciones de Bahía Portete, en el municipio de Uribia. (EPM en línea)

El parque entró en operación comercial plena el 19 de abril de 2004, y hace parte de un programa mayor para el aprovechamiento de la energía eólica en la Alta Guajira. (EPM en línea); desde esta fecha, Jepirachi ha generado un promedio diario de 143.319 kWh, con un factor de planta del 31%.

Figura 6 Generación eólica diaria

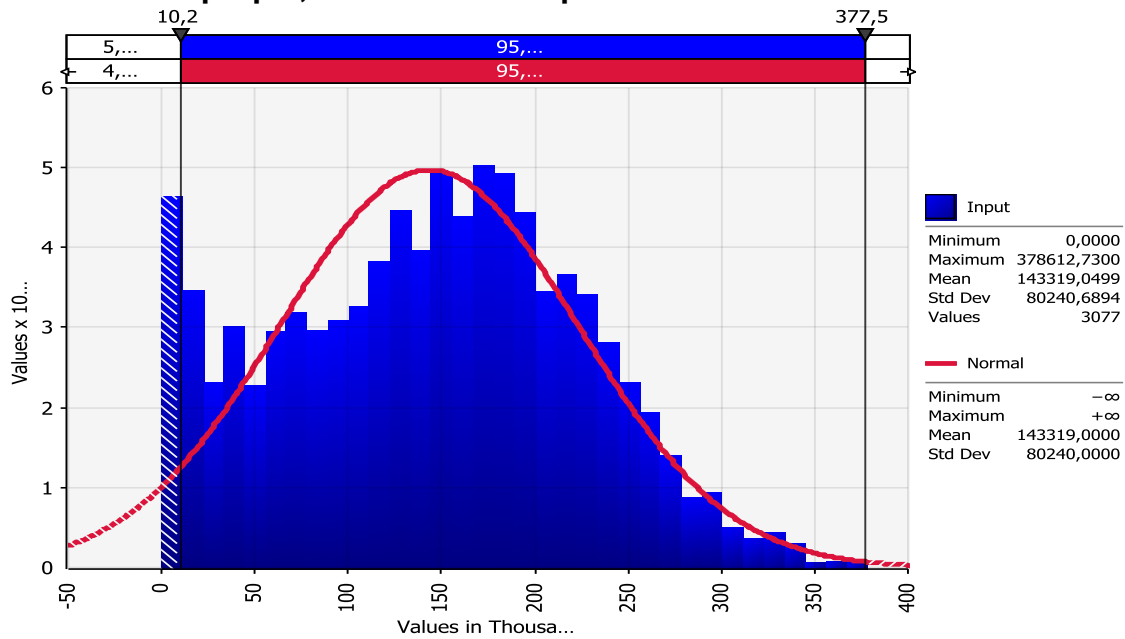
Elaboración propia, Fuente: XM – expertos en mercados



Con un 95% de confianza, en las condiciones más críticas este parque eólico solo ha sido capaz de entregar 10.200 kWh/día, es decir solo un 2% de su capacidad instalada, a pesar de que ha tenido máximos de 378.612,73 kWh/día.

Figura 7 Comportamiento de la generación eólica

Elaboración propia, Fuente: XM – expertos en mercados

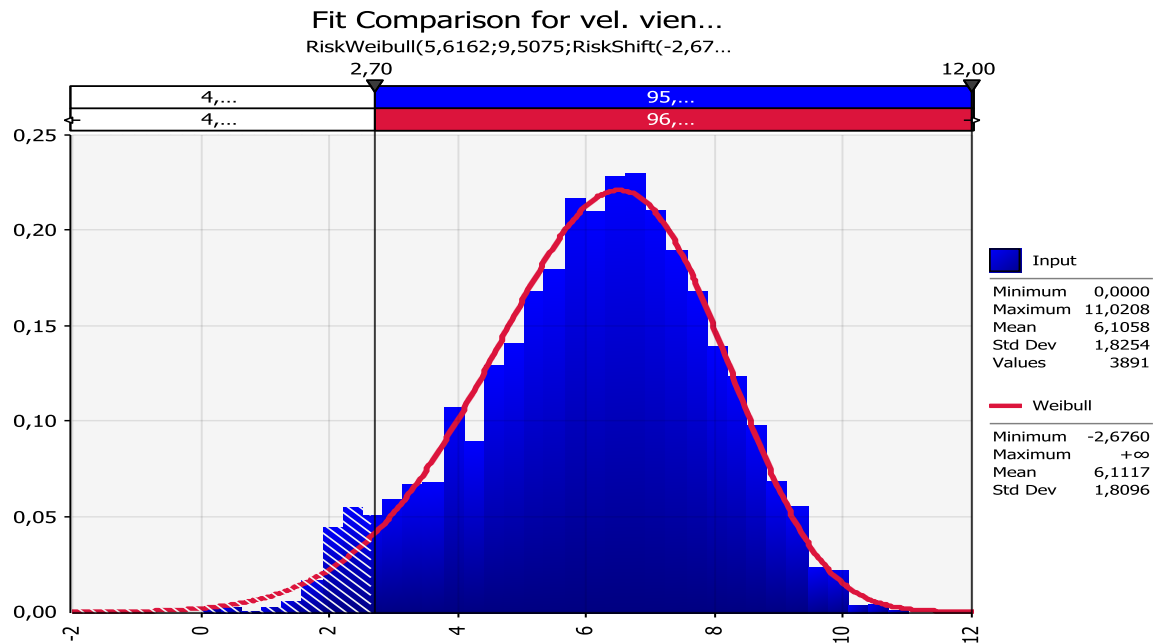


3.3.1. COMPORTAMIENTO DE LOS VIENTOS

Las mediciones de velocidad de vientos alisios presentes en la alta guajira, suministradas por el cerrejón, fueron tomadas a 10m de altura en un periodo comprendido entre 2001- 2011, tienen un promedio de velocidad de 6,1 m/s, con una desviación estándar de 1,83 m/s que corresponde al 30% de la velocidad promedio.

Realizando una prueba Kolmogorov- Smirnov, la serie de velocidad de vientos tiene un mejor ajuste con una distribución de probabilidad Weibull (5.6162; 9.5075)

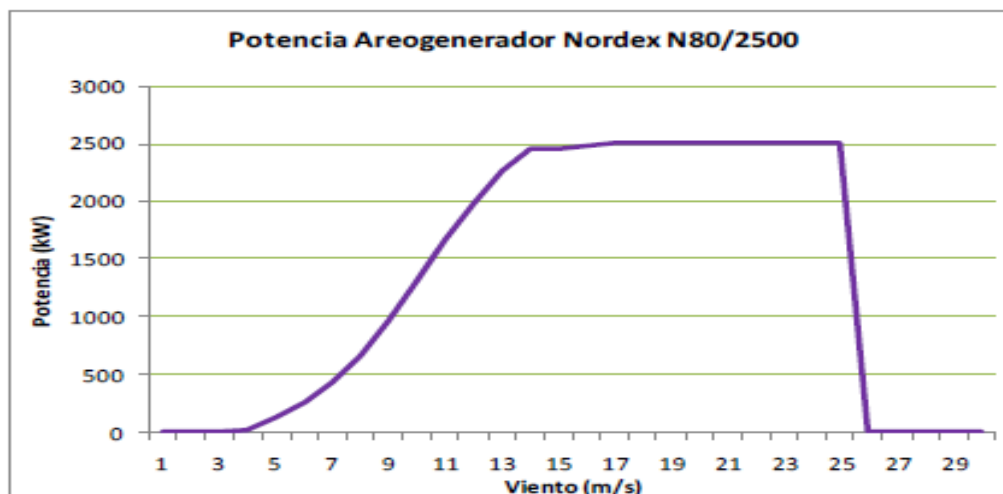
Figura 8 Distribución de probabilidad de velocidad de vientos



Gonzales (2011) utiliza el calculador de potencia de la página Danish Wind Industry Association (en línea), con el cual obtiene la curva de potencia del Aerogenerador Nordex N80/2500 y posteriormente la ecuación de regresión de la curva de potencia para la zona de generación, la cual es aplicable a velocidades entre 4 y 25 m/s.

Figura 9 Curva de potencia de Aerogenerador N80/2500

Fuente: Gonzales 2011



Es así como la potencia que alcanza el aerogenerador con un ajuste dado por $R^2 = 0,9978$ se expresa como:

$$P = 0,03 V^4 - 4,1775 V^3 + 76,775 V^2 - 174,61V + 153,53$$

Debido a la altura de 60 metros del aerogenerador es necesario utilizar la expresión del modelo de perfil de Lysen, para poder hacer uso de estas velocidades de vientos

$$V = V_{ref} \left(\frac{\ln(Z / Z_0)}{\ln(Z_{ref} / Z_0)} \right)$$

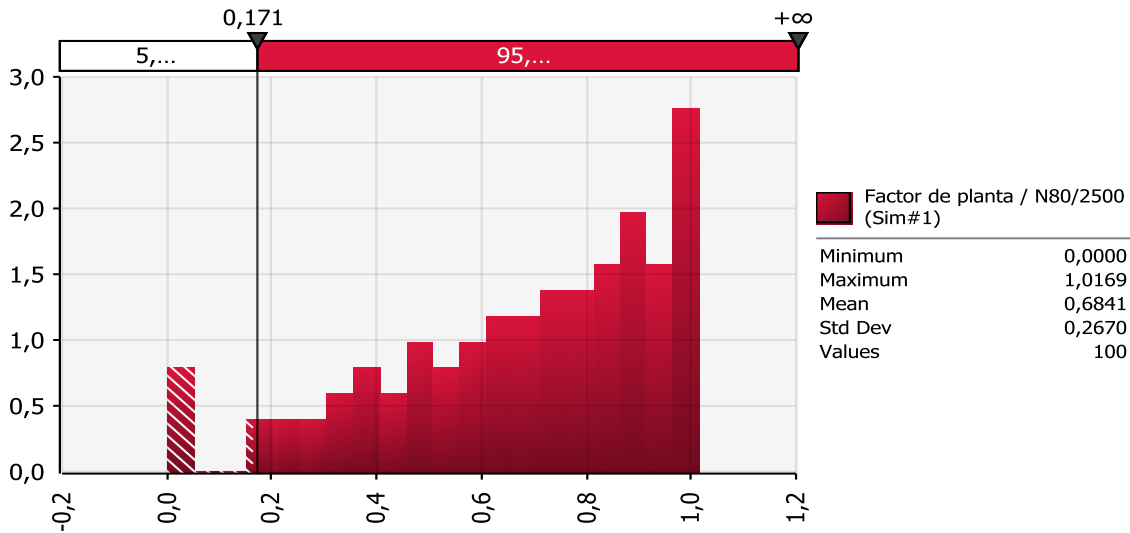
Teniendo en cuenta que el factor de planta se describe como

$$\text{Factor de planta} = \frac{\text{Energía generada efectivamente (KW)}}{\text{Energía nominal (KW)}}$$

De esta forma el parque eólico teórico cuyos aerogeneradores sean Nordex N80/2500, sometidos a los regímenes de vientos descritos por la distribución de probabilidad weibull antes referenciada, podrá alcanzar factores de planta del 17,1% con un 95% de confianza, lo cual se convierte en la energía que puede garantizar la central eólica en condiciones extremas de vientos bajos.

Figura 10 Factor de Planta de Energía eólica

Elaboración propia.

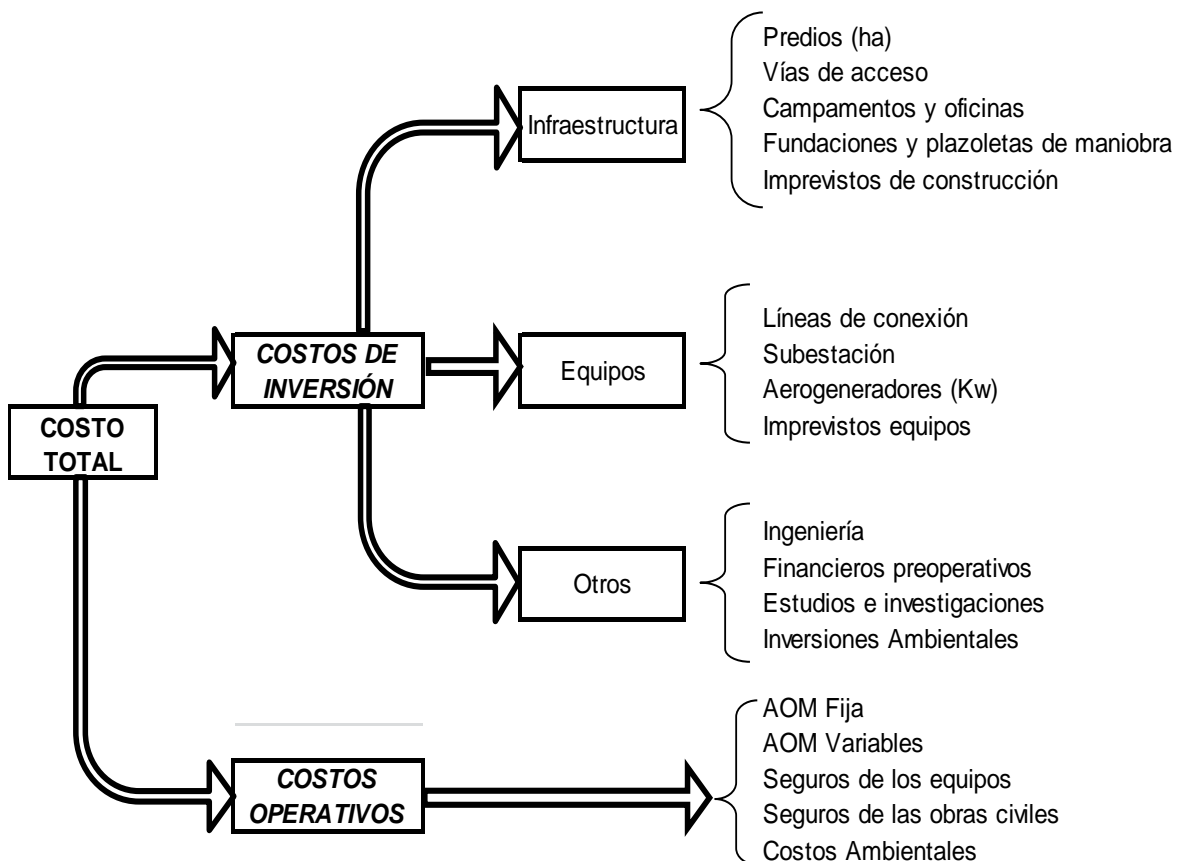


3.3.2. COSTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

Tomando como referencia, la metodología de estructuración de costos, planteada por la Unidad de Planeación Minero Energética- UPME y el estudio de la Energy Sector Management Assistance Program –ESMAP, el costo de un parque eólico también se puede analizar detallando los dos grupos de costos: inversión y los costos operativos, tal como se aprecia en la siguiente figura.

Figura 11 Estructura de costos Energía Eólica

Elaboración propia, Fuente UPME



La generación eólica posee costos de administración variables, sin embargo el escaso requerimiento de mantenimiento de los parques eólicos permite que los costos variables sean bajos.

Debido al bajo factor de planta que alcanzan los parques eólicos, los costos fijos no se dispersan en la capacidad nominal sino en la generación efectiva, por tanto los costos unitarios son mayores a los de la energía hidráulica. Para la elaboración de la tabla 9 se utilizó un factor de planta del 45%.

Tabla 9 Costos Energía Eólica

Elaboración propia, fuente UPME

Capacidad Instalada (50 MW)	Diarios (USD)
Total costos de inversión	38.639
Total AOM fijos	8.967
Total AOM variables	1.049
Total costo	48.656
USD/kWh	0,075

3.4. COMPLEMENTARIEDAD DE ENERGÍAS EÓLICA-HIDRÁULICA.

El comportamiento de los afluentes hídricos de la mayoría de los ríos analizados y la velocidad de los vientos, tienen un comportamiento lineal inverso indicando que en los días de bajos volúmenes de caudales afluentes, la velocidad de los vientos es mayor. Esta relación inversa es más marcada en los ríos grande (Embalse Riogrande) y Nare (Embalse peñol), cuyos coeficientes de correlación son mucho más negativos, ubicándose en -0,438 y -0,423 respectivamente.

Esta relación inversa, pueden complementar el sistema de generación hidroeléctrico, para generar mayor confiabilidad en el modelo de generación y consecuentemente aumentar la seguridad en la prestación del servicio, acorde con los objetivos de la CREG antes mencionados.

Tabla 10 Correlación Caudal- velocidad de vientos

Elaboración propia, Fuente: XM- Expertos en Mercados

COEFICIENTE DE CORRELACIÓN	
	<i>CAUDAL M³/DÍA -PROMEDIO VELOCIDAD DE VIENTOS (M/S)</i>
GRANDE	-0,438
NARE	-0,423
GUATAPE	-0,348
SAN CARLOS	-0,346
CALIMA	-0,313
CONCEPCION	-0,306
PRADO	-0,299
ALTOANCHICAYA	-0,265
A, SAN LORENZO	-0,248
CAUCA SALVAJINA	-0,242
GUADALUPE	-0,231
DIGUA	-0,228
MAGDALENA BETANIA	-0,021
FLORIDA II	-0,010
TENCHE	-0,006
DESV, EEPPI (NECPAJDOL)	0,023
BATA	0,075
CHUZA	0,118
GUAVIO	0,149
SINU URRRA	0,231
PROMEDIO Vel viento(m/s)	1,000

El diagrama de dispersión de los ríos Grande y Nare, contra la velocidad promedio que alcanzan los vientos en la alta Guajira, corroboran gráficamente la correlación inversa de estas dos variables, con una pendiente negativa de la línea de tendencia.

Figura 12 Dispersión Rio Grande- velocidad de vientos Guajira

Elaboración propia, Fuente: XM – Expertos en Mercados

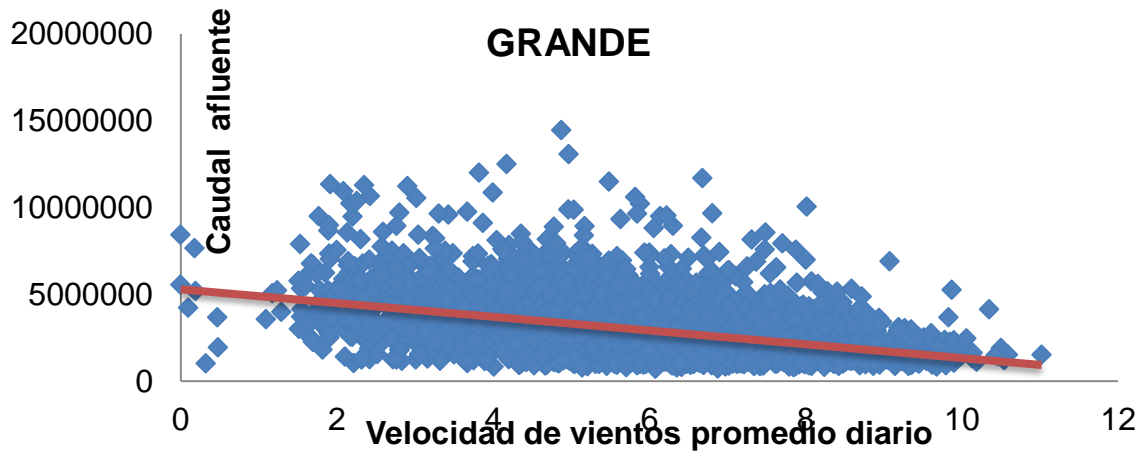
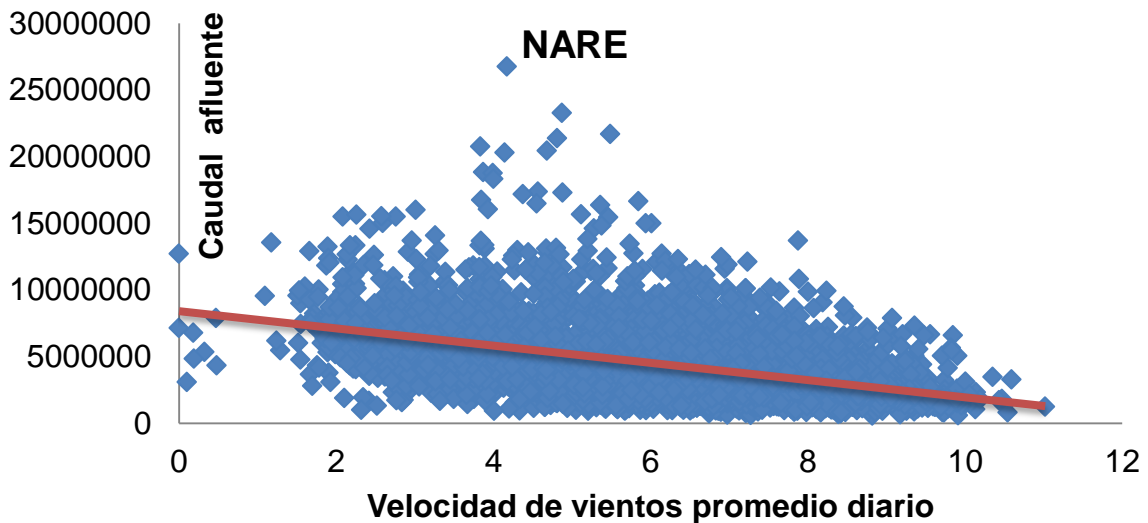


Figura 13 Dispersión Rio Nare- velocidad de vientos Guajira

Elaboración propia, Fuente: XM – Expertos en Mercados



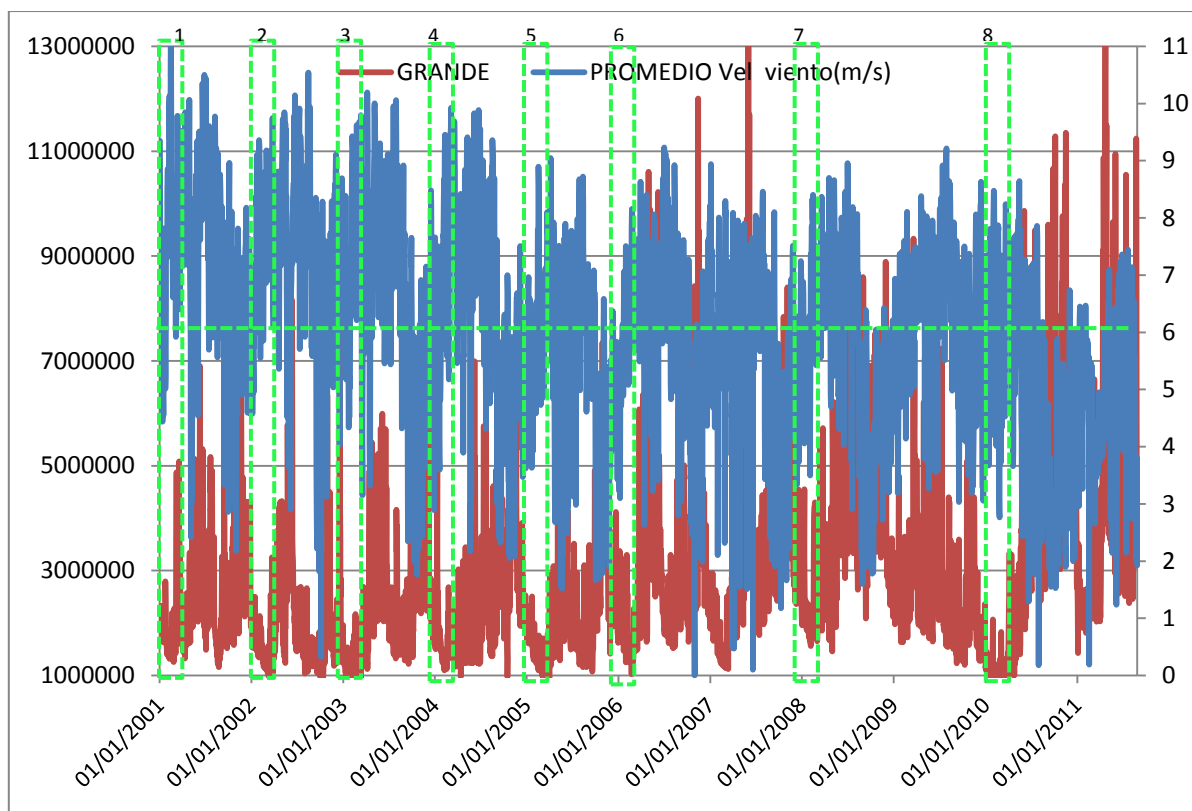
La complementariedad de las energía eólica, con la energía hidráulica, es apreciable especialmente en los primeros meses de cada año, donde el volumen del caudal afluyente del rio Grande, disminuye a mínimos y simultáneamente la velocidad de vientos alcanza valores superiores a la media histórica, como se resalta en la figura 14; mientras que los aportes hídricos del rio grande no superan los 2 millones de m³/día, la velocidad de los vientos es superior a 6m/s y alcanza

Construcción de un portafolio hidro-eólico con enfoque estocástico para generadores en el sistema eléctrico Colombiano

los 11 m/s, como se evidencia en el primer recuadro verde, correspondiente a los primeros meses del año 2001; en el segundo recuadro verde, los aportes de río grande no superan los 2 millones de M³/día e incluso llegan a ser de 1 millón de m³/día, mientras que la velocidad de los vientos en el mismo periodo se encuentra entre los 6 y 10 m/s; este comportamiento se repite en los recuadros resaltados correspondientes a los primeros meses de cada año, en un periodo de tiempo que comprende desde 2001 a 2011.

Figura 14 Complementariedad hidráulica- eólica

Elaboración propia, Fuente XM- Expertos en Mercados.



4. CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio propuesto pretende estructurar un portafolio de comercialización (contratos-bolsa), de un generador que posee un parque compuesto de dos tipos de energía (Hidroeléctrica- eólica), con el fin de optimizar las utilidades obtenidas en un periodo de tiempo de 1 año, con una resolución mensual, teniendo en cuenta distintas composiciones de su portafolio de generación. Adicional a esto, se pretende incorporar el modelo de cargo por confiabilidad, con los ingresos y obligaciones de suministro de energía que este representa, determinando el porcentaje de energía firme que debe comprometer.

En este orden de ideas, los ingresos provienen de los contratos pactados y de los excedentes de energía vendidos en bolsa, adicionalmente el cargo por confiabilidad correspondiente al porcentaje de ENFICC comprometido; mientras que los costos están dados por el modelo de costos fijos y variables, este último dependen de la generación de energía diaria en de cada tipo de energía.

Para la generación eólica se calcula la generación histórica diaria acorde con la curva de potencia del aerogenerador N80/2500, y se agrega de manera mensual; luego de se obtiene la variable estocástica de generación eólica mensual.

La generación hidroeléctrica obedece a la capacidad instalada de la planta y al volumen útil disponible en cada mes, este último depende de los afluentes hídricos en cada mes, los cuales se comportan estocásticamente en este modelo.

Para este modelo y consecuente con el análisis de la correlación presentado en la tabla 10, en donde el afluente de Rio grande presentaba la correlación más negativa con la velocidad de los vientos en la Guajira, utilizamos para el caso de estudio los datos del embalse Riogrande II que se encuentra ubicado en el municipio de Barbosa, departamento de Antioquia, el cual fue construido entre 1968 y 1988 con una capacidad total de almacenamiento de 240.000.000 m³ que descarga sus aguas en la central hidroeléctrica La Tasajera, propiedad de Empresas Públicas de Medellín, EPM, la cual cuenta con una capacidad instalada de 306MW gracias a las 3 unidades de generación pelton de 102 MW cada una (Marín, 2008).

La central hidroeléctrica La Tasajera produce una energía firme de 1400 GWH anuales, equivalentes al 18% de la demanda de energía de EPM y al 4% de la demanda nacional (Rojas ET AL, 2007).

Luego para efectos de considerar la demanda de este parque, se utiliza la demanda mensual de EPM, extraída de XM, en cada escenario se toma un porcentaje de ella para ser atendida por el parque hidro-eólico que es mayor a medida que se aumenta la capacidad instalada del generador.

En el caso del parque eólico, utilizamos los datos de la velocidad de vientos suministrados por el cerrejón, para un parque eólico compuesto de aerogeneradores N80/2500, cuya capacidad instalada unitaria es de 2.5MW. Se analizan capacidades instaladas totales de 0MW, 50MW, 180MW y 305MW, cuya energía firme según lo analizado en el capítulo 3 e ilustrado en la figura 10, está por el orden del 17.1% de su capacidad instalada.

Adicionalmente se modelan como variables estocásticas, el precio de bolsa y el precio de escasez, los cuales fueron obtenidos con los precios históricos disponibles en XM- Expertos en mercados.

4.1. MODELO DE OPTIMIZACION

La función a optimizar es el valor esperado de la utilidad total anual que esta descrita por

$$E \left(\sum_{i=1}^{12} U_i \right)$$

Sujeto a las restricciones:

Utilidad = ingresos – costos:

$$U_i = P_i \times G_{Si} + P_c \times Q_c + CC * OEF_T - CF_E * A - CF_H - G_{Ei} \times CV_E - G_{Hi} \times CV_H$$

Los costos del parque eólico son proporcionales al número de aerogeneradores instalados.

Teniendo en cuenta que el contrato supuesto es del tipo “pague lo contratado”

Generación Hidráulica expresada como un ratio de conversión de kWh/m^3

$$G_{Hi} = T_i \times 2,9162221096842 \text{ kWh}/m^3$$

La generación secundaria es aquella que queda después de cumplir con las obligaciones de energía firme exigidas en el periodo y la demanda del cliente pactada.

$$G_{Si} = G_{Ei} + G_{Hi} - OEF_i - D_i$$

Las obligaciones de energía firme totales son una proporción de las ENFICC de cada una de las plantas

$$OEF_T = E \times ENFICC_E + H \times ENFICC_H$$

Restricciones de diseño: $T_i < CD$

Restricción de volumen útil: $0 < T_i < VT_{i-1} + CA_i - Min T$

Restricción de balance del embalse: $VT_i = VT_{i-1} + CA_i - Ve_i$

Restricción de capacidad del embalse:

$$si VT_i - T_i > Max T \text{ entonces } Ve_i = VT_i - T_i - Max T$$

Restricción de cumplimiento de OEF:

$$si P_i > P_e \text{ entonces } OEF_i = OEF_T \text{ de lo contrario } OEF_i = 0$$

Restricción de cantidad contratada $D_i \leq Q_c$

La cantidad contratada es un porcentaje a determinar de la capacidad instalada, y en caso de que la demanda sea mayor a lo pactado se atenderá máximo lo contratado.

$$Q_c = q Q_{max}$$

$$D_a = \min(Q_c, D_i)$$

Con $i = 1, 2, 3, \dots, 12$

$$T_i \in \mathcal{R}_+ \forall i \quad E, H, q \in [0, 1]$$

Teniendo en cuenta comportamiento estocástico en las siguientes variables.

CAUDAL AFLUENTE:

Con el fin de incorporar la estacionalidad identificada en los caudales afluentes, se utiliza una distribución para cada uno de los periodos acorde con el comportamiento histórico mensual.

$$CA_1 \sim \text{RISKNORMAL}(62413862; 18571877)$$

$$CA_2 \sim \text{RISKLOGLOGISTIC}(22577646; 23340869; 2,2205)$$

$$CA_3 \sim \text{RISKLOGISTIC}(66194744; 15812664)$$

$$CA_4 \sim \text{RISKPEARSON5}(4,2617; 211313139; \text{RISKSHIFT}(25678749))$$

$$CA_5 \sim \text{RISKTRIANG}(64272355; 86964192; 170919871)$$

$$CA_6 \sim \text{RISKNORMAL}(106453670; 23555824)$$

$$CA_7 \sim \text{RISKEXTVALUE}(80074148; 24309077)$$

$$CA_8 \sim \text{RISKLOGLOGISTIC}(23322676; 50360090; 2,291)$$

$$CA_9 \sim \text{RISKNORMAL}(96586675; 42406345)$$

$$CA_{10} \sim \text{RISKEXTVALUE}(90203403; 34042019)$$

$$CA_{11} \sim \text{RISKEXTVALUE}(100661646; 30736844)$$

$$CA_{12} \sim \text{RISKLOGISTIC}(89632130; 17338477)$$

GENERACIÓN EÓLICA:

Inicialmente a partir de los datos de velocidad de vientos se determinó la generación que alcanzaría un aerogenerador de acuerdo a la curva de potencia antes relacionada. Una vez obtenida la generación de energía eólica mensual se caracterizó la distribución de probabilidad en cada mes con la cual se procede a la simulación, así:

$$G_{E1} \sim \text{RISKLOGLOGISTIC}(913956; 282345; 3,8243)$$

$$G_{E2} \sim \text{RISKEXTVALUE}(1251352; 173546)$$

$$G_{E3} \sim \text{RISKLOGISTIC}(1492741; 146845)$$

$$G_{E4} \sim \text{RISKLOGISTIC}(1425943; 123854)$$

$$G_{E5} \sim \text{RISKLOGISTIC}(1313117; 140452)$$

$$G_{E6} \sim \text{RISKUNIFORM}(851076; 1833308)$$

$$G_{E7} \sim \text{RISKLOGISTIC}(1570486; 137893)$$

$$G_{E8} \sim \text{RISKBETAGENERAL}(0,34715; 0,3158; 739540; 1795141)$$

$$G_{E9} \sim \text{RISKLOGISTIC}(993089; 215934)$$

$$G_{E10} \sim \text{RISKLOGLOGISTIC}(-280465; 964812; 4,4433)$$

$$G_{E11} \sim \text{RISKLOGNORM}(862115,6; 286643,1; \text{RISKSHIFT}(90245))$$

$$G_{E12} \sim \text{RISKNORMAL}(1172547; 284547)$$

DEMANDA

Se tiene en cuenta la demanda mensual total de EPM

$$D_1 \sim \text{RISKLOGLOGISTIC}(477616271; 105777914; 1,8063)$$

$$D_2 \sim \text{RISKPARETO}(5,3998; 495781140)$$

$$D_3 \sim \text{RISKLOGLOGISTIC}(513196067; 103886188; 1,7205)$$

$$D_4 \sim \text{RISKLOGLOGISTIC}(472284046; 120434512; 2,0015)$$

$$D_5 \sim \text{RISKLOGLOGISTIC}(498683899; 122601633; 2,0488)$$

$$D_6 \sim \text{RISKLOGLOGISTIC}(475764159; 118361440; 1,9945)$$

$$D_7 \sim \text{RISKPARETO}(4,054; 506279002,1)$$

$$D_8 \sim \text{RISKLOGLOGISTIC}(444708293; 177534670; 2,3192)$$

$$D_9 \sim \text{RISKBETAGENERAL}(0,34629; 0,35046; 511409118; 810231130)$$

$$D_{10} \sim \text{RISKBETAGENERAL}(0,35874; 0,38921; 532369814; 833387501)$$

$$D_{11} \sim \text{RISKBETAGENERAL}(0,34992; 0,40715; 515390810; 819963345)$$

Construcción de un portafolio hidro-eólico con enfoque estocástico para generadores en el sistema eléctrico Colombiano

$$D_{12} \sim \text{RISKBETAGENERAL}(0,34647; 0,36417; 507829010; 816919587)$$

Se entrega al parque hidro- eólico la responsabilidad de proveer de energía un porcentaje del total de la demanda del comercializador, en función de la capacidad instalada, así:

Capacidad instalada			% demanda
hidráulica	eólica	total	
306	0	306	33%
306	50	356	39%
306	180	486	53%
306	305	611	67%

Precio de bolsa: $P_i \sim \text{LOGLOGISTIC}(29,814; 48,779; 3,0756)$

Precio de escasez $P_e \sim \text{BETAGENERAL}(0,81259; 0,92087; 214,57; 492,16)$

Teniendo en cuenta que estas variables estocásticas estas correlacionadas de acuerdo a los siguientes coeficientes:

Tabla 11 Correlaciones de variables estocásticas

	Velocidad de viento (m/s)	Afluente (m3/mes)	Precio de (\$/kWh)	Precio de escasez (\$/kWh)
Velocidad de viento (m/s)	1,000			
Afluente (m3/mes)	-0,438	1,000		
Precio de (\$/kWh)	0,072	-0,228	1,000	
Precio de escasez (\$/kWh)	0	0	-0,280	1,000

Donde:

A es el número de aerogeneradores instalados

U_i Es la utilidad en el mes i en pesos colombianos

P_i Es el precio en el periodo i en $\$/kWh$

P_e Es el precio de escasez en el periodo i en $\$/kWh$

P_c Es el precio pactado en contrato en $\$/kWh$

Q_c Es la cantidad pactada en el contrato para el suministro mensual

G_{Si} Es la cantidad de kWh generados después de cumplir con las OEF en el periodo i y la demanda del cliente hasta la cantidad contratada, en el periodo i , es decir es la energía disponible para vender en bolsa.

q Es el porcentaje de la capacidad instalada comprometida en contratos

$1 - q$ Es el porcentaje de la capacidad instalada que se vende en bolsa

D_i Demanda en el periodo i

D_a Demanda atendida

CC Es el cargo por confiabilidad asignado en $\$/kWh$

OEF_T Son los kWh comprometidos en obligaciones de Energía firme, expresados mensualmente

OEF_i Son los kWh entregados en el periodo i para cumplir las obligaciones de energía firme, dado que el precio de bolsa superó al precio de escasez

E Es la proporción de ENFICC comprometida en OEF de la planta eólica

$ENFICC_E$ Es la energía firme para el cargo por confiabilidad de la planta eólica

H Es la proporción de ENFICC comprometida en OEF de la planta hidroeléctrica

$ENFICC_H$ Es la energía firme para el cargo por confiabilidad de la planta hidroeléctrica

CF_E Costo fijo de la planta eólica

CF_H Costo fijo de la planta hidroeléctrica

G_{Ei} Son los kWh generados en el periodo i en la planta eólica

CV_E Costo variable unitario de generación eólica

G_{Hi} Son los kWh generados en el periodo i en la planta hidroeléctrica

CV_H Costo variable unitario de generación hidroeléctrica

T_i Volumen turbinado en el mes i

VT_{i-1} Volumen inicial total del embalse en el periodo $i-1$

$Min T$ Volumen minimo técnico

$Max T$ Volumen maximo del embalse

CA_i Caudal afluente en el periodo i

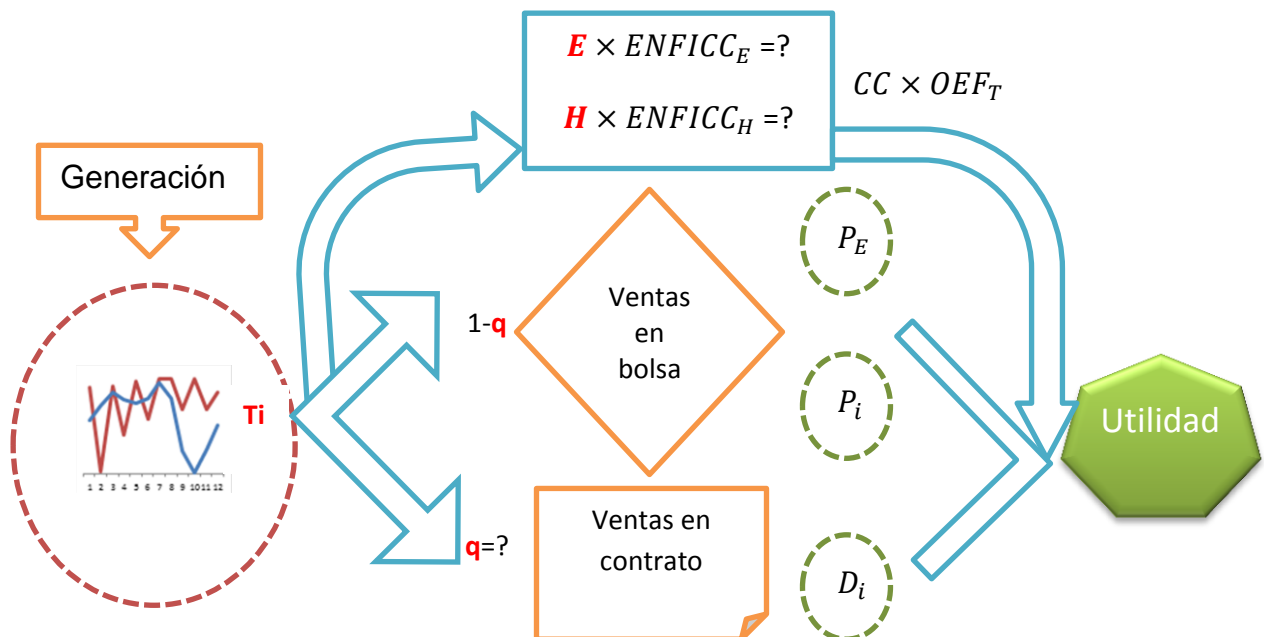
CD Caudal de diseño

Ve_i Vertimientos en el periodo i

Gráficamente el modelo antes descrito se encuentra simplificado en la figura 15, donde se presentan en línea punteada las variables estocásticas y en color rojo las variables ajustables que permiten maximizar el objetivo que es el valor esperado de la utilidad total.

Figura 15 Modelo de optimización

Elaboración propia



4.2. SUPUESTOS DEL MODELO

En la elaboración del modelo antes descrito, se supuso que:

- a. Los contratos adquiridos son del tipo pague lo contratado.
- b. Los compromisos de ENFICC son decisión exclusiva del generador, obviando el proceso de subasta.
- c. Siempre hay demanda en la bolsa para energía secundaria del generador, al precio dado por P_i
- d. Los costos del generador se ajustan a los descritos para una planta típica en el capítulo 3.
- e. El cargo por confiabilidad que recibe el generador es de 15USD/kWh tal como se confirió en la última subasta.
- f. La generación tanto de energía eólica como hidroeléctrica, depende exclusivamente de la disponibilidad del recurso velocidad del viento y volumen útil del embalse respectivamente, obviando la posibilidad de fallas técnicas.

4.3. RESULTADOS DEL MODELO

Para la ejecución del modelo propuesto, se hizo uso del programa Risk Optimizer de Palisade, con el método de simulación Monte Carlo.

Teniendo en cuenta que históricamente los precios de bolsa experimentan una concentración en los niveles entre 50 y 100 \$/kWh, con valor promedio de 84\$/kWh y los precios de contrato un precio promedio 74\$/kWh, se realizó un análisis de sensibilidad al precio de contrato, para determinar en cada caso la composición óptima de comercialización.

A pesar de que el valor promedio de los contratos se pactó en el pasado a 74\$/kWh promedio, el modelo nos muestra que en este escenario, solo un porcentaje entre el 3% y 5% de la capacidad debe comprometerse en este mecanismo y por el contrario se debe llevar al mercado bursátil el 97% o 95%; este resultado es consecuente, con la alta concentración precios de bolsa por

Construcción de un portafolio hidro-eólico con enfoque estocástico para generadores en el sistema eléctrico Colombiano

encima de este valor, que a pesar de generar altas volatilidades en el valor total de utilidades, el valor esperado de estas alcanza mayores niveles.

De acuerdo con este análisis, para precios de contrato a partir de 84\$/kWh, es más atractivo recurrir a los contratos para comercializar la energía generada; logrando obtener además, una disminución de la volatilidad de la utilidad obtenida de un promedio del 35% al 19% para todas las combinaciones de plantas consideradas; es así como a pesar de que el precio de bolsa pueda llegar a alcanzar niveles superiores a los 84\$/kWh, su variabilidad genera una predilección por la estabilidad que ofrecen los contratos.

En todos los casos, el modelo sugiere comprometer la mayor cantidad posible de la energía firme para el cargo por confiabilidad – ENFICC, en obligaciones de energía firmen- OEF, tanto de la central hidroeléctrica como del parque eólico, lo cual se explica por los inexistentes casos en donde el regulador ha tenido que ejercer la opción y llamar al generador a cumplir con las OEF comprometidas, este hecho le significa al generador un ingreso a través del cargo por confiabilidad, que estabiliza los flujos y que en la mayoría de los casos no implica un costo, porque no se ven obligados a generar para suplir este sistema, pudiendo vender toda su capacidad a través de bolsa y contratos en distintas proporciones, tal como se observa en las figuras 16 y 17.

En las figuras mostradas en esta sección del documento de la figura 16 a la 21, cada línea representa los resultados obtenidos con una mezcla de generación diferente; como la capacidad instalada de la energía hidráulica no varía, el portafolio cambia con la capacidad instalada de energía eólica, las cuales se detallan en cada gráfica. Así, la línea de 305 de eólica representara un portafolio 50% hidráulico- 50% eólico; la línea 180MW incorporará un portafolio 37% eólico 63% hidráulico; la línea 50MW simbolizará un portafolio 14% eólico y 86% hidráulico y finalmente la línea 0MW corresponde a una generación 100% hidráulica.

De igual forma, en cada línea, es decir para cada portafolio de generación, se analizaron los resultados obtenidos al variar el precio de contrato por ser una variable determinística. Se resaltan unos puntos de colores los cuales denotan el precio de contrato, de acuerdo al código de colores que acompaña la figura; se analizaron precios de 74, 84, 90, 95, 100 y 105 \$/kWh

Figura 16. Carteras óptimas según precio de contrato capacidad instalada 0MW y 305 MW

Elaboración propia

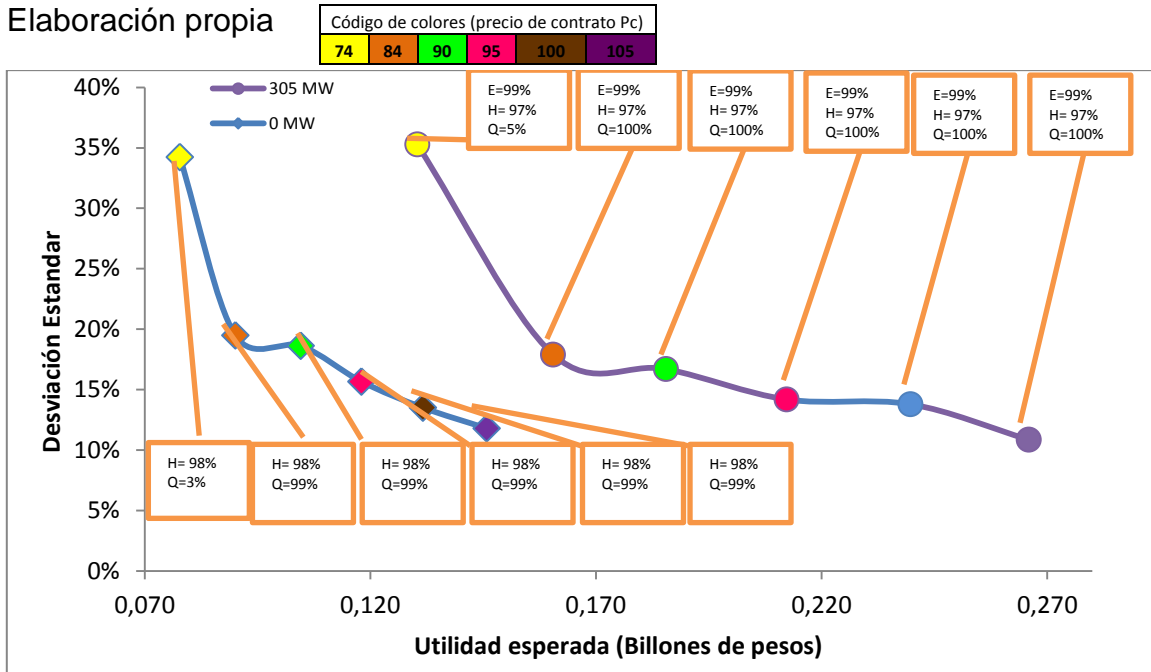
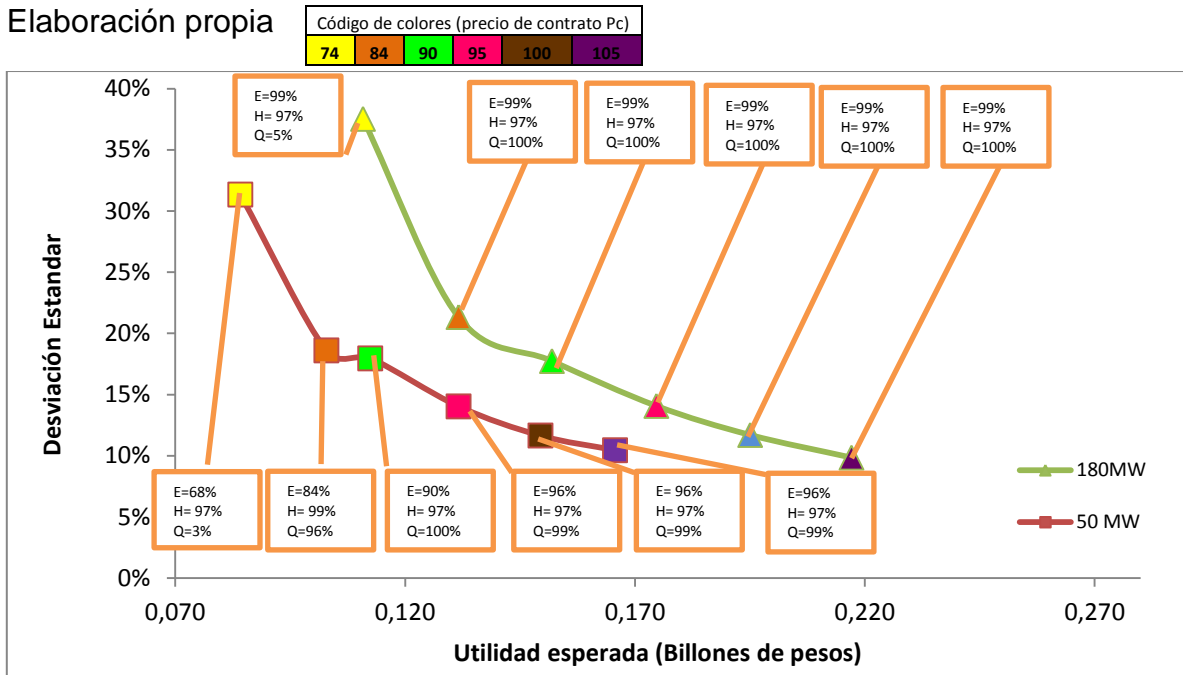


Figura 17 Carteras óptimas según precio de contrato capacidad instalada 50MW y 180 MW

Elaboración propia



En General los resultados de las distintas capacidades de planta eólica llevan a concluir que para mayores capacidades instaladas la magnitud de la utilidad es mayor conservando el mismo nivel de riesgo. En el caso del precio de contrato de 74\$/kWh, en donde las volatilidades oscilan alrededor del 35%, con un tamaño de parque eólico de 305 MW se logra aumentar en un 68% la utilidad anual obtenida, respecto a la ausencia del parque eólico (0MW). Igual sucede cuando el precio de contrato es de 105 \$/kWh, en donde las volatilidades se ubican cercanas al 10% y el escenario con mayor capacidad eólica instalada logra aumentar la magnitud de la utilidad esperada en un 82%, permitiendo inferir que para el generador resulta benéfico introducir en su portafolio de generación un porcentaje al menos similar al de la planta hidráulica que en este caso son de 305MW, esto se puede apreciar en la figura 18 y la tabla 12.

Figura 18 Resultados comparativos para capacidades instaladas eólica

Elaboración propia

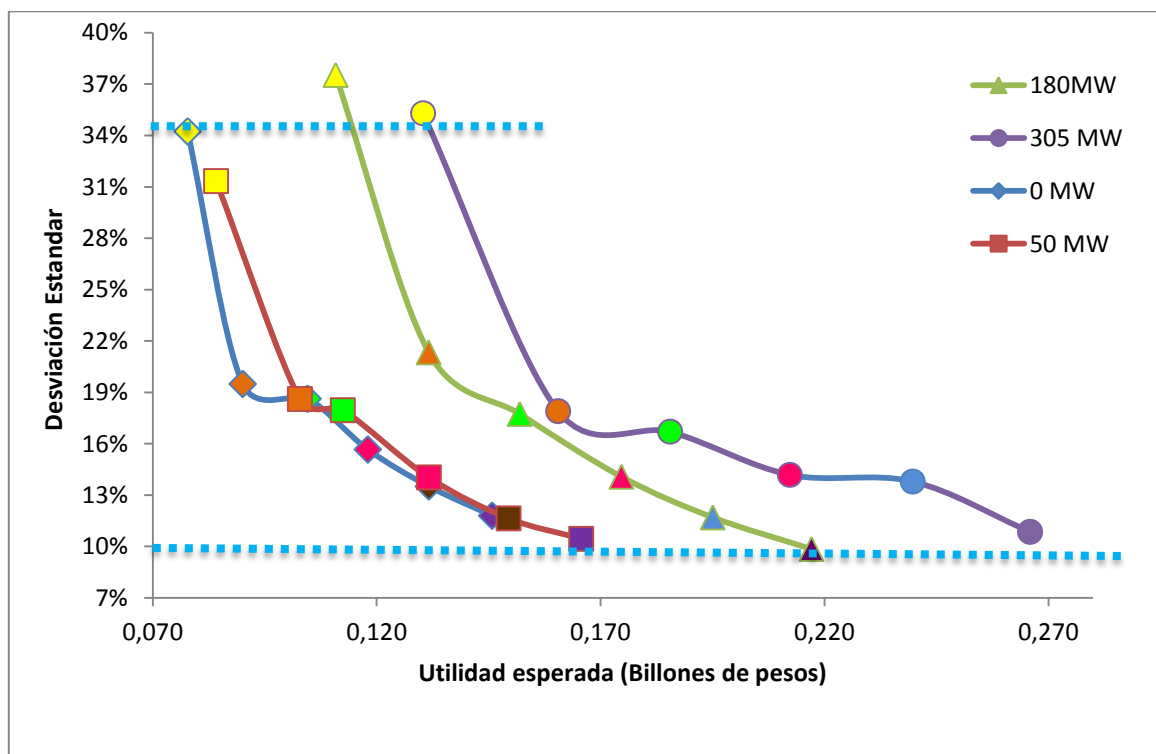


Tabla 12 Medidas de Riesgo de la utilidad según carteras de generación y precio de contrato

% EOLICA	0		14%		37%		50%	
CAPACIDAD EOLICA INSTALADA	0		50MW		180MW		305MW	
PRECIO DE CONTRATO	UTILIDAD (Billones de pesos) $E\left(\sum_{i=1}^{12} U_i\right)$	DESVIACION ESTANDAR	UTILIDAD (Billones de pesos) $E\left(\sum_{i=1}^{12} U_i\right)$	DESVIACION ESTANDAR	UTILIDAD (Billones de pesos) $E\left(\sum_{i=1}^{12} U_i\right)$	DESVIACION ESTANDAR	UTILIDAD (Billones de pesos) $E\left(\sum_{i=1}^{12} U_i\right)$	DESVIACION ESTANDAR
74	0,078	34%	0,084	31%	0,111	38%	0,130	35%
84	0,090	19%	0,103	19%	0,132	21%	0,160	18%
90	0,105	19%	0,112	18%	0,152	18%	0,186	17%
95	0,118	16%	0,132	14%	0,175	14%	0,212	14%
100	0,132	14%	0,149	12%	0,195	12%	0,240	14%
105	0,146	12%	0,166	10%	0,217	10%	0,266	11%

4.4. ANÁLISIS DEL CARGO POR CONFIABILIDAD EN EL MODELO.

Partiendo del modelo expuesto en el literal 4.1, y considerando que el modelo de cargo por confiabilidad es inexistente, es decir que las centrales carecen de la posibilidad de recibir el incentivo por las obligaciones de energía firme de las cuales dispone su planta ($E=0$, $H=0$), situación que se presenta en numerosas centrales, las cuales no han ganado ninguna de las subastas realizadas por el regulador, las cuales quedaron en cabeza de las plantas referenciadas en las tablas 1 y 2. Tenemos que la falta de este esquema, para los mismos niveles de precios de contratos analizados afecta las volatilidades de los beneficios económicos del generador.

A pesar de la falta del cargo por confiabilidad, para precios de 74\$/kWh se sigue optando por la venta en bolsa a pesar de que la volatilidad de la utilidad se incrementa de un promedio de 35% a 79% y la magnitud de la media disminuye, comparativamente con los resultados obtenidos en la figura 16.

En general, acorde con la alta predilección en el mercado colombiano por la venta a través de contratos, la cual viene incluso creciendo en los últimos años, el

Construcción de un portafolio hidro-eólico con enfoque estocástico para generadores en el sistema eléctrico Colombiano

modelo sugiere que provee de mayores beneficios al generador estructurar contratos para asegurar la venta de su producción, por encima de las ventas en bolsa. No obstante es importante aclarar que esta predilección no se presenta en los casos donde el precio de contrato que se logra pactar es igual a los 74\$/kWh, el cual es el precio promedio al que se han estado transando.

Figura 19 Portafolio de comercialización sin Cargo por confiabilidad para plantas con 0 MW y 305 MW de planta eólica

Elaboración

propia.

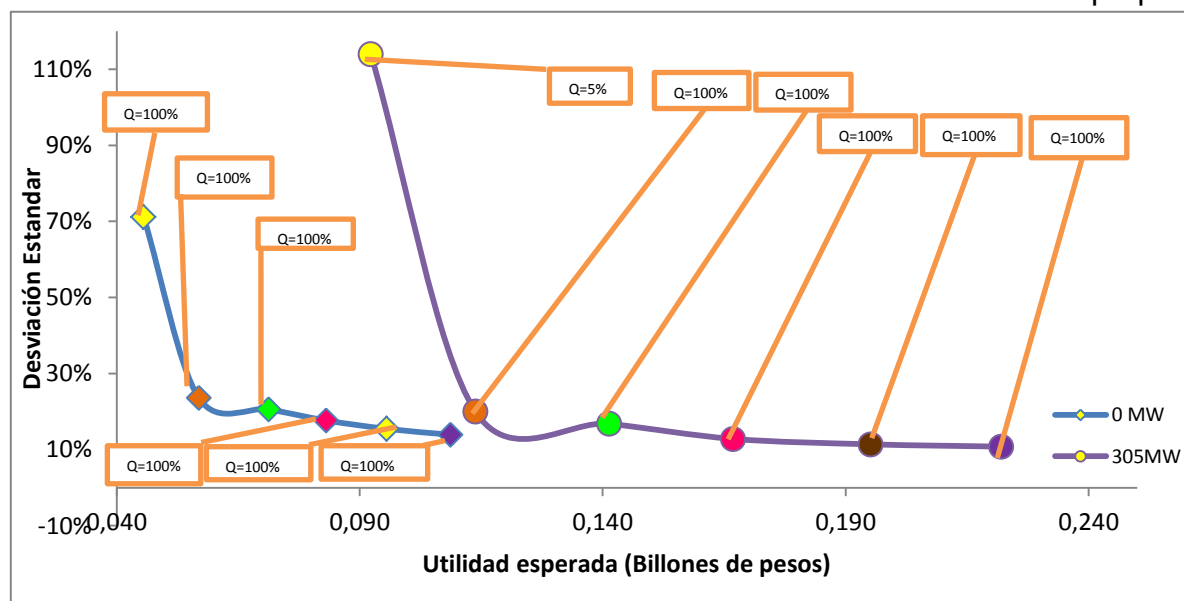
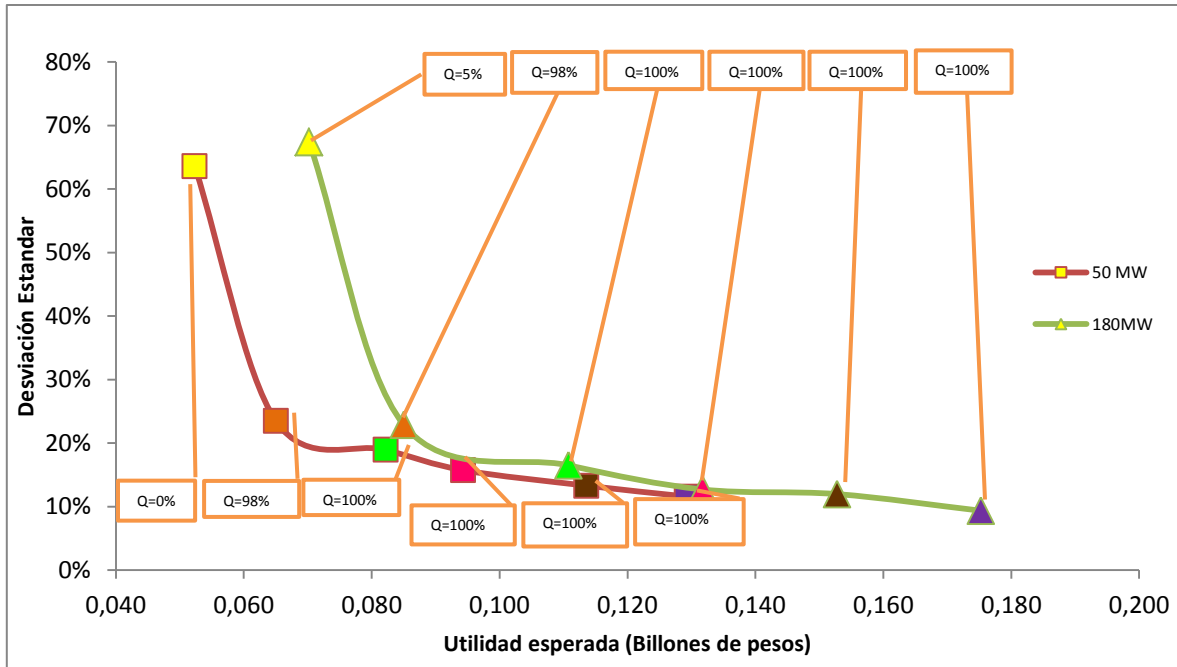


Figura 20 Portafolio de comercialización sin cargo por confiabilidad para plantas con 50 MW y 180 MW de planta eólica

Elaboración propia



Como se puede apreciar en la figura 21, donde se encuentran resumidos los resultados obtenidos para las 4 capacidades instaladas, aun en ausencia del cargo por confiabilidad, el patrón que analizamos en la sección anterior se mantiene, para mayores capacidades instaladas en el parque eólico, los resultados totales del generador se incrementan conservando niveles de riesgo semejantes. En el escenario donde el precio del contrato es de 105\$/kWh, los cuatro prototipos de plantas de generación presentan una desviación estándar de su utilidad anual cercana al 12%, sin embargo la utilidad esperada se duplica para el caso en donde la planta eólica representa el 50% de la capacidad instalada, respecto a la planta que carece del componente eólico.

Figura 21 Portafolio de comercialización sin cargo por confiabilidad comparativo

Elaboración propia

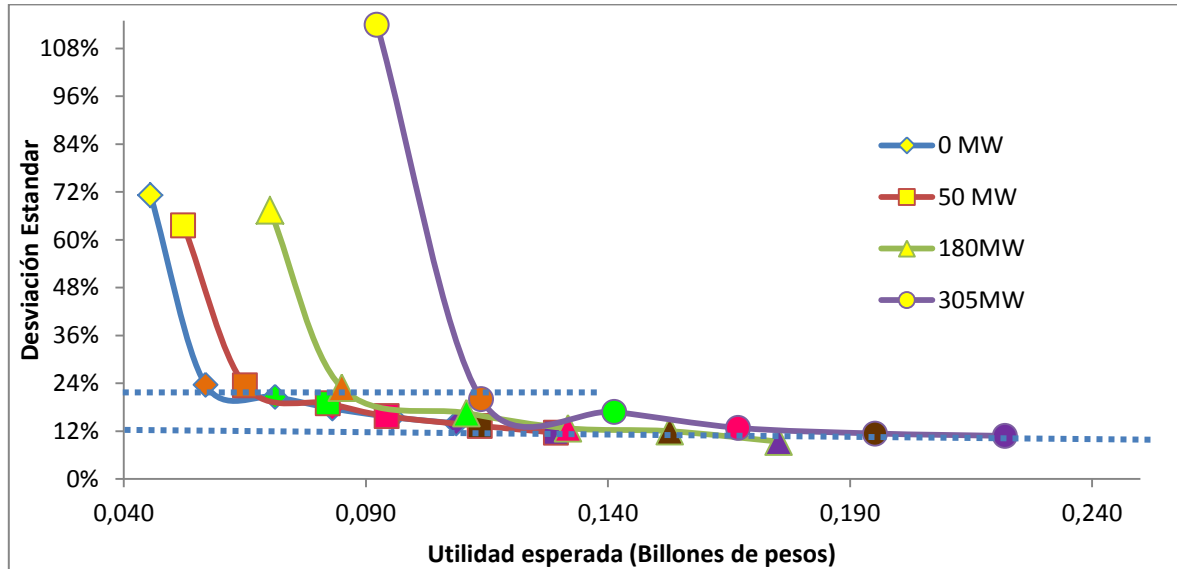


Tabla 13 Medidas de Riesgo de la utilidad según carteras de generación y precio de contrato en Ausencia del Cargo por confiabilidad

Elaboración propia

% EOLICA	0		14%		37%		50%	
CAPACIDAD EOLICA INSTALADA	0		50MW		180MW		305MW	
PRECIO DE CONTRATO	UTILIDAD (Billones de pesos) $E\left(\sum_{i=1}^{12} U_i\right)$	DESVIACION ESTANDAR	UTILIDAD (Billones de pesos) $E\left(\sum_{i=1}^{12} U_i\right)$	DESVIACION ESTANDAR	UTILIDAD (Billones de pesos) $E\left(\sum_{i=1}^{12} U_i\right)$	DESVIACION ESTANDAR	UTILIDAD (Billones de pesos) $E\left(\sum_{i=1}^{12} U_i\right)$	DESVIACION ESTANDAR
74	0,046	71%	0,052	64%	0,070	67%	0,092	114%
85	0,057	24%	0,065	23%	0,085	23%	0,114	20%
90	0,071	21%	0,082	19%	0,111	17%	0,141	17%
95	0,083	18%	0,094	16%	0,132	13%	0,167	13%
100	0,096	15%	0,114	13%	0,153	12%	0,195	11%
105	0,109	14%	0,129	12%	0,175	9%	0,222	11%

En la figura 22 podemos observar el efecto de atomizador del riesgo del cargo por confiabilidad, notemos que las líneas punteadas, las cuales representan los resultados de las plantas que vendieron OEF, son más planas, con menores volatilidades, especialmente en los precios de contrato bajos donde al optar por las ventas en bolsa, se encuentran más expuestos a las fluctuaciones del mercado. A pesar de que para precios altos los niveles de riesgos tienden a estabilizarse, explicado por la propensión en estos casos de las ventas por contrato, la magnitud de las utilidades esperadas es más significativa.

Puede observarse además que los resultados de un generador cuyo parque eólico tenga un tamaño de 180 MW, si no vende OEF, tendría resultados similares a los de un generador sin parque eólico que venda OEF, en dicho caso se podría inferir que el nivel de seguridad que proporciona el cargo por confiabilidad puede estar siendo reemplazado en el primer caso por complementariedad eólica-hidráulica.

En la figura 22, donde se compraran los resultados obtenidos de los 4 portafolios de generación, cada portafolio fue evaluado con dos alternativas: con el ingreso y la obligación del modelo del cargo por confiabilidad y en ausencia del mismo.

Recordemos que, la línea de 305 representara un portafolio 50% hidráulico- 50% eólico; la línea 180 incorporará un portafolio 37% eólico 63% hidráulico; la línea 50 simbolizará un portafolio 14% eólico y 86% hidráulico y finalmente la línea 0 corresponde a una generación 100% hidráulica.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

En el ámbito internacional se aprecia la voluntad férrea de encontrar alternativas a los modelos de generación actual que viabilicen fuentes de generación amigables, al tiempo que se dote de confianza en el suministro continuo de energía al mercado. Colombia no ha sido ajena a este proceso, tanto es así que parte del regulador la iniciativa de otorgar incentivos para la entrada en operación de plantas de generación que puedan prevenir racionamientos energéticos a futuro.

En este orden de ideas, se implementa el modelo de cargo por confiabilidad, el cual más que aumentar las ganancias del generador, le provee estabilidad en sus flujos posibilitando la participación en el mercado de energía, en donde se encuentra sujeto a una volatilidad inherente al mercado por la cotización de precios de bolsa en forma continua; bajo los supuestos de este modelo, el cargo por confiabilidad tiene un efecto más notorio en los escenarios donde el precio de contrato es inferior al promedio del precio de bolsa histórico, logrando disminuir los niveles de volatilidad de la utilidad total del periodo; para precios superiores y en ausencia de este incentivo, el modelo insinúa una predilección por los contratos logrando estabilizar los flujos.

Si bien esta aversión al riesgo de los generadores-comercializadores, les ha llevado a transar su oferta a través de contratos (78% en 2010 y 79% en 2011), en precio cuyo promedio se ubica en los 74\$/kWh, el modelo indica que en estos niveles es más ventajoso optar por vender en el mercado mostrador, solo concibiendo atractivo el uso de los contratos a partir de precios de contratos que se ubiquen por encima de la media del precio de bolsa de 84\$/kWh.

Finalmente, optar por un modelo de generación que no sea totalmente hidráulico permite obtener resultados positivos para el agente generador, en los periodos simulados, su presencia permite obtener mayores rentabilidades para cada nivel de riesgo asumido. Incluso su presencia puede mitigar la volatilidad que se presenta en ausencia del cargo por confiabilidad, lo cual podría representar una opción para los generadores que no accedan a las subastas de OEF.

5.2. RECOMENDACIONES

Para efectos de simplicidad de este modelo y acorde con las herramientas tecnológicas disponibles, se utilizó una resolución mensual en el modelo de generación, sin embargo de esta forma se pierde parte de la variabilidad, por lo cual se recomienda para estudios posteriores hacer uso de la resolución diaria.

De igual forma con el ánimo de abstraer más fielmente la realidad del mercado, podría optarse por incluir otras fuentes de generación alternativas y los beneficios que se obtienen por hacer parte de los programas de mecanismo de desarrollo limpio – MDL.

El modelo propuesto puede ser una alternativa para generadores hidroeléctrico cuyas centrales se encuentre a filo de agua teniendo restricciones en su posibilidad de almacenamiento, siendo más vulnerables a las estacionalidades de los aportes, razón por la cual se considera recomendable replicar el modelo haciendo uso de centrales de este tipo.

BIBLIOGRAFÍA

ARROYAVE, Lina María. Modelamiento de la estructura térmica en embalses tropicales -Aplicación al embalse Riogrande II. Trabajo de investigación presentado como requisito para optar al título de Magíster en Ingeniería - Recursos Hidráulicos. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Escuela de Geociencias y Medio Ambiente. Junio de 2008. . {En línea}. Disponible en:

http://www2.unalmed.edu.co/minas/index2.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=627&Itemid=57http://www.idea.unal.edu.co/eventos/CisdalV/ponencias/E3_Gestion_agua/E3_winston_cuellar.pdf

AWERBUCH Shimon y BERGER Martin. Applying portfolio theory to EU electricity planning and policy-making. IEA/EET Working paper, Report Number EET/2003/03, february 2003

BARRERA REY, Fernando Y GARCIA MORALES, Alfredo. Desempeño del mercado eléctrico colombiano e épocas de niño: lecciones del 2009-10. (Madrid y Charlottesville VA, noviembre de 2010). Disponible en: <<http://www.acolgen.org.co/jornada3/INFORME%20Barrera-Garcia.pdf>>

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG. Sistema electrónico de contratos bilaterales SEC. Documento CREG 005, del 16 de Enero de 2004. Disponible en: <[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/e134e6d72f7cf78f0525785a007a66e0/\\$FILE/D-005-CONTRATOS%20NORMALIZADOS%20BILATERALES.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/e134e6d72f7cf78f0525785a007a66e0/$FILE/D-005-CONTRATOS%20NORMALIZADOS%20BILATERALES.pdf)>

CREG COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 071 de 2006. {En línea}. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2006-Creg071-2006>.

DAIM, Tugrul U; KAYAKUTLU, Gulgun Y COWAN, Kelly. Developing Oregon's renewable energy portfolio using fuzzy goal programming model. En: Computers & Industrial Engineering, Vol 59 (2010); pág 786-793.

EALO OTERO, Armando José. Análisis de generación complementaria entre energía hidráulica y eólica: *Caso generación isagen- proyectos eólicos en la guajira colombiana*. Medellín, 2011, 99 h. Trabajo de grado (Magister en ingeniería- Recursos hidráulicos). Universidad Nacional de Colombia. Facultad de

Construcción de un portafolio hidro-eólico con enfoque estocástico para generadores en el sistema eléctrico Colombiano

Minas. Escuela de Geociencias y Medio Ambiente. Disponible en: <<http://www.bdigital.unal.edu.co/5387/2/8355678.2011.pdf>>

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN – EPM. Centrales hidroeléctricas. {En línea}. Disponible en: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/Centraleshidroel%C3%A9ctricas.aspx>

ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (ESMAP). (2007). World Bank. Technical and Economic Assessment of Off-grid, Mini-grid and Grid Electrification Technologies.

EXPERTOS EN MERCADOS- XM. El ABC del cargo por confiabilidad. Disponible en: <http://www.xm.com.co/Promocin%20Primera%20Subasta%20de%20Energia%20Firme/abc2.pdf>

EXPERTOS EN MERCADOS- XM. NEÓN – Información Inteligente. {En línea}. Disponible en: (<http://sv04.xm.com.co/neonweb/>).

EXPERTOS EN MERCADOS- XM. - OBLIGACIONES DE ENERGIA FIRME ASIGNADAS EN LA SUBASTA DE OEF 2015-2016. {En línea}. Disponible en: http://www.xm.com.co/Resultados%20Subasta/OEF_Asignada_Subasta.pdf

EXPERTOS EN MERCADOS -XM. Descripción del sistema eléctrico Colombiano. <<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>>. [Citado en 1 de abril de 2012]

GONZALES MANOSALVA, Carlos Alberto. Definición de la composición en las fuentes hidráulica y eólica para la generación de energía eléctrica en el contexto colombiano aplicando la teoría de portafolio. Medellín, 2012, 82h. Avances de Trabajos de grado (Magister en Ingeniería Administrativa). Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Escuela de la Organización.

HART, Elaine K Y JACOBSON, Mark Z. A Monte Carlo approach to generator portfolio planning and carbon emissions assessments of systems with large penetrations of variable renewable. En: Renewable Energy, Vol 36 (2011); pág 2278-2286.

HUANG, Yun-Hsun y WU, Jung-Hua. A Portfolio Risk Analysis on Electricity Supply Planning. En: Energy Policy, Vol. 36 (2008); pág 627–641.

Bibliografía

KIENZLE, Florian; KOEPEL Gaudenz y otros. Efficient electricity production portfolios taking into account physical boundaries

LEMONS, Santiago. Optimización del portafolio de generación hidro-térmico en el Mercado Eléctrico Colombiano. Medellín, 2011, 82h. Trabajos de grado (Magister en Ingeniería Administrativa). Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Escuela de la Organización. Disponible en: <http://www.bdigital.unal.edu.co/3782/1/71382020.2011.pdf>

LIU, Hongling; JIANG, Chuanwen Y ZHANG, Yan. Portfolio management of hydropower producer via stochastic programming. En: Energy conversion and management, Vol 50 (2009); pág 2593-2599.

MUÑOZ-HERNÁNDEZ, J. I; SÁNCHEZ DE LA NIETA, A. A.; CONTRERAS, J.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Optimización de una cartera de inversión en energías renovables: el caso Español, 2009.

OLIVEIRA, Francisco Alexandre DE; PAIVA ,Anderson Paulo DE; MARANGON LIMA, José Wanderley;

BALESTRASSI, Pedro Paulo Y AMAURY MENDES, Ronã Rinston. Portfolio optimization using Mixture Design of Experiments: Scheduling trades within electricity markets. En: Energy Economics, Vol 33 (2011); pág 24-32.

ROCHA, Paula Y KUHN, Daniel. Multistage stochastic portfolio optimisation in deregulated electricity markets using linear decision rules. En: European Journal of Operational Research, vol 216 (2012); pág 397-408.

ROJAS LÓPEZ, Miguel David; PÉREZ ORTEGA, Giovanni; Martín Darío ARANGO SERNA . INGENIERIA PARA EL DESARROLLO DEL PAIS, "Una mirada a proyectos nacionales". Febrero de 2007-02-02, 227pag ISBN: 958-8256-40-5. {En línea}. Disponible en: <http://www.bdigital.unal.edu.co/8247/4/79271054.2007.Parte2.pdf>

STREET, Alexandre; BARROSO, Luiz Augusto; FLACH, Bruno; Mario VEIGA PEREIRA Y GRANVILLE, Sérgio. Risk constrained portfolio selection of renewable sources in hydrothermal electricity markets. En: IEEE transactions on power systems, Vol 24, No 3 (2009); pág 1136-1143

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA -UPME. Una visión del Mercado Eléctrico Colombiano. Bogotá (julio 2004); [en línea]. http://www.upme.gov.co/Docs/Vision_Mercado_Electrico_Colombiano.pdf

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO – ENERGÉTICA (UPME). (2005). Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia. C-I-1759-00-01

VITHAYASRICHAREON, Peerapat Y MACGILL, Iain F. A Monte Carlo based decision-support tool for assessing generation portfolios in future carbon constrained electricity industries. En: Energy Policy, Vol 41 (2012); pág 374-392.

ZHU, Lei y FAN Ying. Optimization of China's generating portfolio and policy implications based on portfolio theory. En: Energy, Vol. 35 (2010), pág, 1391–1402.