

Optimización de portafolios de generación de energía eléctrica, incorporando fuentes de energía renovable: Aplicación al mercado colombiano

Andrés Felipe Pérez Posada
Agosto de 2017

Trabajo de grado
Maestría en Economía Aplicada

Asesor:
John Jairo García Rendón
PhD en Economía

Escuela de Economía y Finanzas

Universidad EAFIT

2017

Resumen

Este trabajo presenta una aproximación a un modelo de portafolio en el mercado eléctrico colombiano, incorporando fuentes de generación renovables no convencionales, estimando portafolios óptimos a través de la frontera eficiente. Se toma información mensual para el periodo 2003- 2010 para la estimación de la serie de precios, afectada por los factores de planta mensuales, de cada tecnología. Se estiman los efectos en el portafolio asociados al cargo por confiabilidad y a la disminución en el costo de inversión de la tecnología solar.

Es así como este trabajo busca presentar y evaluar un modelo de optimización de portafolio que permita analizar el efecto presentado por la incorporación de fuentes de energía renovable no convencionales en el logro de los objetivos de minimización del riesgo, la maximización de la rentabilidad, a su vez, a la diversificación del portafolio que permita el aumento de la seguridad energética para el mercado eléctrico colombiano.

Palabras clave: Frontera eficiente, rentabilidad, riesgo, cargo por confiabilidad.

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción	1
1. Planteamiento del problema	3
2. Objetivos	6
2.1. Objetivo general	6
2.2. Objetivos específicos	6
3. Estado del arte.....	7
3.1. Marco teórico.....	7
3.2. Revisión de la literatura.....	9
4. Metodología	17
4.1. Datos.....	17
4.2. Series de precios por tecnología	18
4.3. Descripción del modelo	20
5. Resultados.....	22
5.1. Caso base	22
5.2. Sensibilidad cargo por confiabilidad	23
5.3. Sensibilidad sobre el costo de inversión solar	24
6. Conclusiones	26
7. Referencias.....	28
Apéndice.....	30
A Caso base	30
B Sensibilidad cargo por confiabilidad	31
C Sensibilidad sobre el costo de inversión solar	32

Introducción

El pasado fenómeno de El Niño 2015-2016 evidenció los riesgos que presenta el portafolio actual de generación del mercado eléctrico colombiano ante condiciones adversas. Entre los diferentes factores que afectaron el comportamiento del mercado se encuentran: (i) la alta dependencia hídrica del sistema que se vio afectada por la disminución de los aportes hídricos a los embalses, que sumado a la indisponibilidad de otros activos, generó una disminución del nivel de los embalses alcanzando un nivel cercano al 25%; (ii) la indisponibilidad presentada por problemas en la operación en activos como El Quimbo, Termocandelaria, Guatapé y Flores IV; (iii) el retraso en la entrada de la planta de regasificación en el Caribe para el abastecimiento de gas para la generación térmica; y (iv) los problemas con la logística de combustibles líquidos tras el cierre de la frontera con Venezuela. Todos estos factores reflejan la necesidad para el mercado, y recíprocamente para los agentes generadores, de establecer metodologías para encontrar portafolios óptimos de generación que les permita mantener un adecuado balance entre el riesgo y los beneficios esperados, manteniendo una seguridad energética para el abastecimiento de la demanda de energía (CSMEM, 2016).

De otro lado, la planeación de los mercados eléctricos y la determinación de la expansión no deben estar dadas solo por el análisis del portafolio de menor costo. Se hace necesario la incorporación de otros elementos como son el riesgo, la rentabilidad, factores ambientales, entre otros. Esto genera la necesidad de buscar metodologías que permitan la incorporación de estos elementos para encontrar soluciones económicamente ajustadas (Lemos Cano & Botero Botero, 2012).

Es así como este trabajo busca presentar y evaluar un modelo de optimización de portafolio que permita analizar el efecto presentado por la incorporación de fuentes de energía renovable no

convencionales en el logro de los objetivos de minimización del riesgo, la maximización de la rentabilidad, a su vez, a la diversificación del portafolio que permita el aumento de la seguridad energética para el mercado eléctrico colombiano.

Se toma como base de datos la información mensual, para el periodo comprendido entre el 01 de enero de 2003 al 31 de diciembre de 2010, de la proyección de precios de los combustibles gas natural y carbón (UPME, 2013), la tasa representativa del mercado (TRM) (Banco de la República - Colombia, 2017), la generación y capacidad efectiva neta para las plantas hídricas y térmicas del Sistema Interconectado Nacional –SIN- (XM S.A. E.S.P., 2017a), la estimación de la generación eólica (González Manosalva, 2012), y el factor de planta solar (XM S.A. E.S.P., 2017b).

Con la información obtenida, se estiman los costos de cada tecnología y el portafolio eficiente. Adicionalmente, se estiman dos sensibilidades adicionales, (i) considerando los ingresos estimados por las asignaciones del cargo por confiabilidad, y (ii) una sensibilidad disminuyendo el costo de inversión de la tecnología solar.

La estructura del trabajo es la siguiente: La primera sección presenta el planteamiento del problema, la segunda sección relaciona los objetivos del trabajo, la tercera sección presenta una revisión del estado del arte, la cuarta sección describe de la metodología del trabajo, la quinta sección muestra los resultados obtenidos y por último, se presentan las conclusiones.

1. Planteamiento del problema

Actualmente, la capacidad instalada del parque de generación de energía eléctrica en Colombia se compone de un 66% de la capacidad hídrica, 28% térmica, usando principalmente gas natural, combustibles líquidos y carbón, y el 6% restante corresponde a cogeneración, autogeneración y plantas menores (XM S.A. E.S.P., 2016). Esto refleja una alta dependencia hídrica, impulsada por la disponibilidad y el potencial de esta fuente en el país. En la Tabla 1 se presenta la composición detallada de la capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) al 31 de diciembre de 2016:

Tabla 1
Capacidad efectiva neta del SIN a 31 de diciembre de 2016

Recursos	2016 (MW)	Participación (%)
Hidráulicos	10,963	66.06%
Térmicos	4,728	28.49%
Gas	2,128	
Carbón	1,329	
Combustóleo	187	
ACPM	774	
Jet1	46	
Gas-Jet A1	264	
Menores	771.52	4.65%
Hidráulicos	648.1	
Térmicos	105	
Eólica	18.42	
Cogeneradores	99.6	0.60%
Autogeneradores	32	0.20%
Total SIN	16,594.52	100%

Fuente: (XM S.A. E.S.P., 2016)

En la Figura 1 se observa como la generación térmica se convierte en el respaldo de la generación hídrica para la atención de la demanda de energía del SIN en momentos de condiciones secas. Sin embargo, esto implica que el mercado se encuentra no solo expuesto a los eventos climáticos que afectan la generación hídrica, como el pasado fenómeno de El Niño y sus efectos

en 2015-2016, sino que adicionalmente queda expuesto a las condiciones que afectan a la generación térmica, como la disponibilidad de combustibles, la logística de abastecimiento, las referencias de precios nacionales e internacionales, la tasa representativa del mercado, entre otros (CSMEM, 2016).

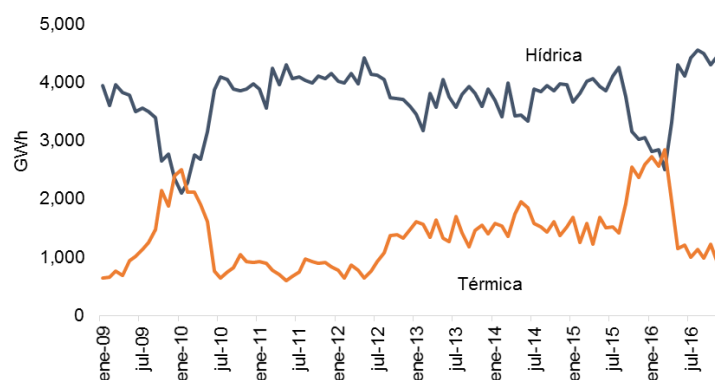


Figura 1. Generación hídrica-térmica para el periodo 2009-2016.
Fuente: (XM S.A. E.S.P., 2017a)

Buscando disminuir la actual dependencia hídrica, sumado a otros factores como el cambio climático, diferentes organizaciones promueven la entrada de proyectos de generación con fuentes renovables no convencionales, buscando la participación en el mercado a precios más competitivos respecto a la generación térmica. Así mismo, el gobierno, mediante la Ley 1715 de 2014, propone un marco normativo que permite la entrada de estas fuentes de generación con el fin de aprovechar su potencial energético.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha incluido en su plan de expansión de referencia de generación y transmisión fuentes de generación renovables no convencionales, presentando señales de largo plazo que incorporan estas tecnologías. Estas señales están dadas en términos del mínimo costo marginal de atención de la demanda, la resiliencia hidráulica, las emisiones y el costo nivelado de generación (LCOE), estos dos últimos aspectos incorporados en el último plan de expansión presentado (UPME, 2016). Sin embargo, medidas como el riesgo y

los beneficios presentados por el portafolio de generación en su conjunto son desconocidas en el mismo plan.

Justamente ha sido el alto costo de las fuentes de energía renovable, como la eólica y la solar, lo que no ha permitido su entrada al mercado eléctrico colombiano. Sin embargo, los costos actuales de este tipo de fuentes han disminuido notablemente, sumado a los ahorros que genera la aplicación de la Ley 1715 (UPME, 2015). Pese a esto, es claro que aún se siguen desconociendo los potenciales efectos positivos que estas fuentes de generación pueden traer a los portafolios actuales en materia de disminución de riesgos, debido principalmente a su complementariedad con los recursos actuales (Vergara, Deeb, Toba, Cramton, & Leino, 2010).

De esta forma, este trabajo busca analizar los beneficios que presenta la incorporación de nuevas fuentes de generación al mercado colombiano, enfocándose en la generación eólica y solar F-V (fotovoltaica), su efecto en la definición de los portafolios de generación y en la disminución de los riesgos asociados a las variaciones del mercado dados principalmente por eventos climáticos. Adicionalmente, se busca definir cuál debería ser un portafolio de generación adecuado que permita disminuir el riesgo.

2. Objetivos

2.1. Objetivo general

Definir portafolios óptimos de generación de energía eléctrica que incorporen fuentes de energía renovable no convencionales que permitan disminuir el riesgo del portafolio en el mercado eléctrico colombiano.

2.2. Objetivos específicos

1. Analizar las diferentes variables del mercado eléctrico colombiano que son relevantes en la construcción del modelo de optimización de portafolio.
2. Diseñar un modelo de optimización que permita definir portafolios óptimos de generación de energía eléctrica que incorporen fuentes de energía renovable no convencionales y evaluar su efecto sobre el riesgo y la rentabilidad del portafolio.
3. Establecer los portafolios óptimos que incorporan fuentes renovables no convencionales de generación para el mercado eléctrico colombiano.

3. Estado del arte

3.1. Marco teórico

Previo al trabajo presentado por Markowitz (1952), los inversionistas basaban sus decisiones de inversión en la maximización del valor esperado de los beneficios para un conjunto de activos determinado y definían su inversión en el activo (o en el portafolio de activos) que presentaba el mayor valor esperado. Pero este análisis ponía en igualdad de condiciones a dos activos con el mismo valor esperado de beneficios y niveles de riesgo diferentes.

Markowitz (1952) propuso un modelo que permite evaluar la diversificación de un portafolio que maximiza el beneficio para un nivel de riesgo determinado. Este modelo permitió la definición de la frontera eficiente que comprende el conjunto de portafolios que presentan el máximo beneficio esperado en cada nivel de riesgo, dicho de otra forma, no es posible encontrar un portafolio que presente un beneficio mayor sin que se asuma un mayor nivel de riesgo.

Lemos Cano & Botero Botero (2012), resumen el modelo de portafolio de Markowitz de la siguiente forma:

Sea R_i la rentabilidad del i -ésimo bien en un instante dado de tiempo, μ_i el valor esperado de R_i , σ_{ij} la covarianza entre R_i y R_j , y X_i el porcentaje invertido en dicho bien. El rendimiento del portafolio como un todo en un momento determinado se puede calcular como:

$$R = \sum R_i X_i \quad (1)$$

$$\sum X_i = 1, \text{ para todo } X_i \geq 0 \quad (2)$$

De igual manera, el rendimiento que otorga un portafolio de N bienes en un instante de tiempo cualquiera y su varianza puede calcularse como:

$$E = \sum_{i=1}^N X_i \mu_i \quad (3)$$

$$V = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sigma_{ij} X_i X_j \quad (4)$$

Por lo tanto, para el par ordenado (μ_i, σ_i) con valores claramente establecidos, el inversionista deberá tener una serie de alternativas dependientes del portafolio seleccionado (X_1, \dots, X_N) y su portafolio eficiente deberá ser aquel con el menor valor de volatilidad para un nivel de rentabilidad dado o viceversa.

En la Figura 2, Álvarez *et al.* (2004) presentan la forma del conjunto factible de soluciones y la frontera eficiente generada a la solución del problema presentado anteriormente.

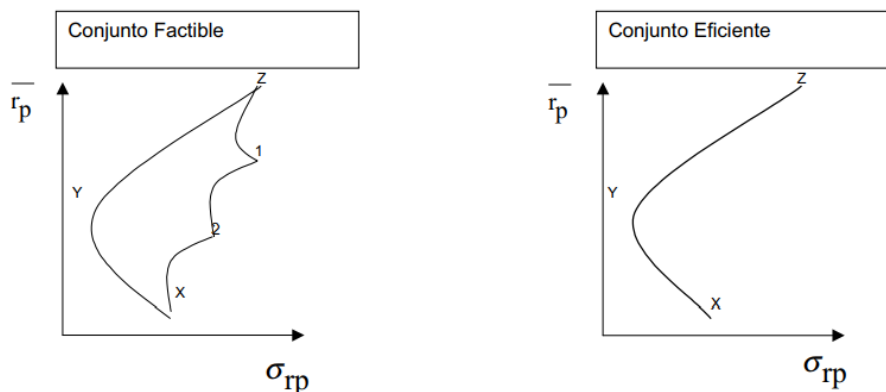


Figura 2. Conjunto de portafolios factibles y frontera eficiente de Markowitz.
Fuente: (Álvarez García, Ortega Oliveros, Sánchez Ospina, & Herrera Madrid, 2004)

El modelo inicial de Markowitz consideraba como medida de riesgo la desviación estándar de los retornos. En diferentes estudios se han utilizado otras medidas de riesgo como el *Value-at-risk* (VaR) y el *Conditional Value-at-Risk* (CVaR) (Castañeda Gallego, Salazar Ramírez, Puerta Yepes, & Rivera, 2016; Lemos Cano & Botero Botero, 2012; Sánchez, Lozano, & Manotas, 2014).

Estas medidas de riesgo buscan definir principalmente dos elementos. El primer elemento es el VaR, que es presentado por Johnson (2001) como la cuantificación de la pérdida esperada de un portafolio para un nivel de significancia en un periodo de tiempo determinado (Figura 3) y el segundo es el CVaR que busca responder a ¿cuál es la pérdida potencial promedio que se espera una vez es superado el umbral definido en el VaR? (Rockafellar & Uryasev, 2000).

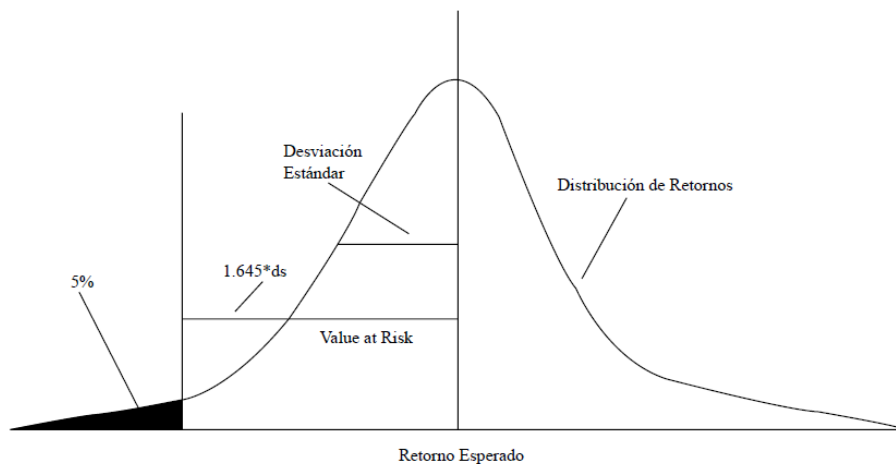


Figura 3. Value at risk.
Fuente: (Johnson, 2001)

3.2. Revisión de la literatura

En el estudio de portafolios óptimos aplicados a los mercados de energía eléctrica, se han presentado diversos análisis en diferentes mercados que muestran un acercamiento a las técnicas de optimización comúnmente utilizadas para el análisis en el sector financiero. Dadas las particularidades del sector eléctrico, se hace necesario realizar algunas modificaciones o tener algunas consideraciones para ajustarlos al análisis del sector.

Uno de los mayores exponentes en materia de análisis de portafolios para el sector eléctrico es Shimon Awerbuch, quien ha presentado una serie de estudios para diferentes mercados incorporando distintas fuentes de generación y restricciones particulares a cada mercado. Por ejemplo, Awerbuch (2006), expone la importancia de la incorporación de las fuentes de energía

renovables en los portafolios de generación y la necesidad que la planificación de energía no siga realizándose por el análisis de menor costo, sino evaluar las fuentes de generación convencionales y renovables por su costo en el portafolio y su contribución al riesgo. De la misma forma, el análisis de la seguridad energética es medido por la probabilidad de interrupciones abruptas en los sistemas interconectados. Sin embargo, Awerbuch propone su medición como la mitigación de la volatilidad de los combustibles fósiles mostrando como portafolios dominados por estas tecnologías se ven expuestos a interrupciones en sus economías, debido a los riesgos por la volatilidad de estos combustibles.

El autor expone tres casos de estudio. En el primer caso presentado, Unión Europea (EU), se muestran los resultados de diversas combinaciones de portafolios en el que se comparan el riesgo-retorno de estos (Figura 4). El riesgo es medido como la desviación estándar de los costos históricos anuales que incluyen el costo de combustible, el costo de operación y mantenimiento, y los costos de construcción. Los retornos de la cartera se miden como el inverso de los costos de generación. Se puede evidenciar como portafolios muy diferentes se encuentran en un vecindario de la frontera eficiente muy cercanos (Awerbuch & Berger, 2003).

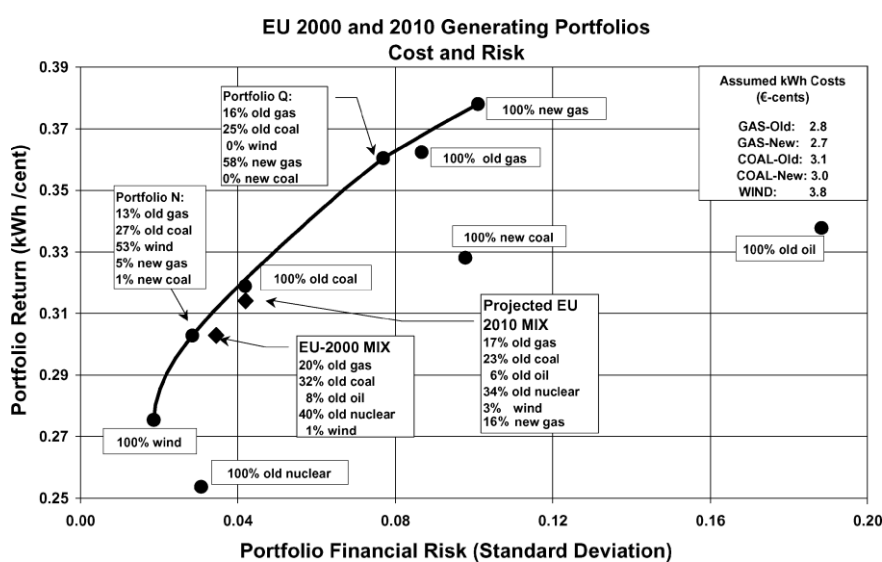


Figura 4. Costo y riesgo de las mezclas de generación en la EU.

Fuente: (Awerbuch, 2006)

El segundo caso presentado en Awerbuch (2006) es el de Estados Unidos (US). En este se observa como la tecnología eólica siendo más costosa que la de gas, un portafolio que incluye la energía eólica puede ser menos costoso que la de gas (Figura 5). Los análisis de portafolio de media-varianza se basan en las variaciones históricas de los costos y las covarianzas de los datos, esto puede verse como un factor de preocupación para un horizonte de planificación de largo plazo que pueda considerar cambios en las relaciones históricas entre los datos. En este caso se plantea el concepto de portafolio de máxima diversidad, mostrando como se pueden obtener portafolios más robustos, aunque posiblemente con un mayor costo, pero con una mayor diversidad como el presentado en la Figura 5 (portafolio *R*).

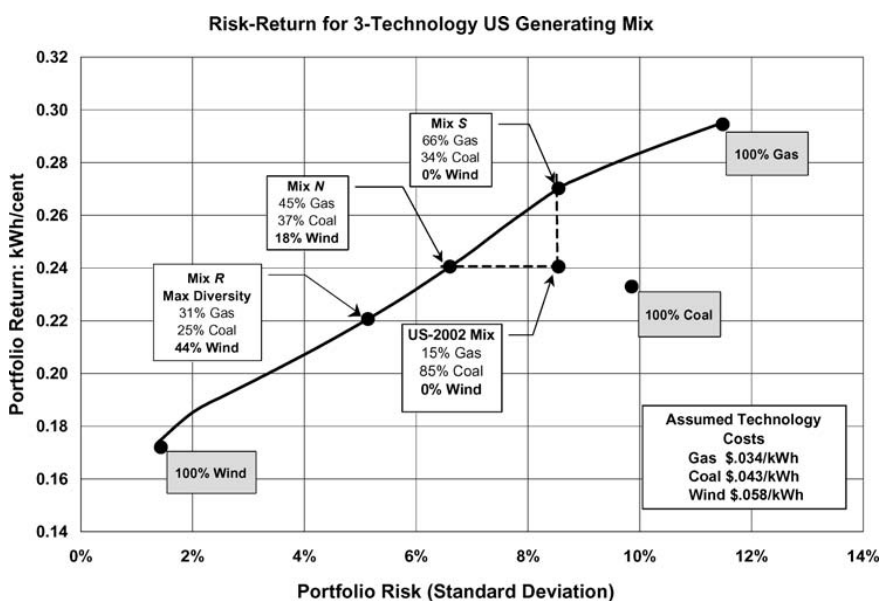


Figura 5. Riesgo-rentabilidad para portafolios de 3 tecnologías de generación en US.

Fuente: (Awerbuch, 2006)

El tercer caso es el de México. En este se presenta una comparación para el año 2010, en el cual el portafolio comprendía un 75% de generación con combustibles fósiles con un costo total de 4.8 US-cents/kWh, mientras que el portafolio eficiente para ese año consideraba un aumento

en la participación eólica del 9% y una reducción en el costo total llegando a 3.6 USD-cents/kWh (Tabla 2).

Tabla 2

2010 Business-as-usual and optimized generating portfolios for Mexico

	Projected 2010 portfolio	Efficient 2010 portfolio
Fossil share of portfolio mix	75%	60%
Portfolio cost [US-Cents/kWh]	4.8	3.6
Renewables share of portfolio mix	Wind: 0%	Wind: 9%
	Geothermal: 3%	Geothermal: 13%
	Hydro: 20%	Hydro: 17%

Assumed technology generating costs [US-Cents/kWh]: Coal: 4.3; Gas: 3.2; Wind: 5.1.

Fuente: (Awerbuch, 2006)

En general, los modelos de portafolio de media-varianza presentan soluciones que mejoran la diversidad y la seguridad energética. A su vez, muestran que el logro de estos objetivos no necesariamente implica un aumento del costo para el sistema. Dada la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, en algunos casos la generación con fuentes renovables se hace menos costosa y, por lo tanto, se hacen más competitivas. Los portafolios de generación que están expuestos a combustibles fósiles reducen la seguridad energética. Los modelos de portafolio de media-varianza buscan recoger estos efectos que no son observables en los modelos de planeación por mínimo costo (Awerbuch, 2006).

Castañeda *et al.* (2016) desarrollan un modelo de optimización de los beneficios de un agente de generación para el mercado colombiano, con un análisis estocástico para la demanda y el precio, incluyendo una restricción de un nivel mínimo de rentabilidad y restricciones de operación de las diferentes tecnologías como restricciones de capacidad, rampas de subida y bajada de las plantas térmicas, volumen de embalse y límites de caudal turbinado. El modelo propuesto determina niveles de generación óptimos minimizando el riesgo medido como el VaR y el CVaR.

Se consideran tres portafolios de generación que incluyen fuentes de generación hídrica, térmica y eólica en diferentes combinaciones de capacidad disponible.

El modelo presentado por Castañeda *et al.* (2016), realiza un análisis bajo dos condiciones climáticas diferentes, invierno y verano, que corresponden a los caudales históricos de los ríos con aportes a los embalses presentados entre 2010 y 2015, tomados como el cuatrimestre de mayores aportes en caudal y el cuatrimestre de menores aportes para el mismo periodo respectivamente. Presentan 54 escenarios de sensibilidades sobre el precio y la demanda. Incorporan el análisis de un escenario adicional con el comportamiento hidrológico en el mercado eléctrico colombiano presentado en el pasado fenómeno de El Niño, para lo cual consideran la información de noviembre de 2015 a febrero de 2016 y sobre este se plantea un escenario de hidrología. El tiempo de estudio comprende 120 días de los meses junio a septiembre de 2015. Los resultados obtenidos son coherentes con las condiciones climáticas presentadas.

Lemos Cano & Botero Botero (2012), presentan un modelo de optimización de portafolio de generación aplicado al mercado colombiano para dos tipos de portafolio, buscando la frontera eficiente formada para cada uno de ellos. El primer portafolio comprende una combinación de plantas hídricas y térmicas utilizando gas natural. El segundo comprende una combinación de plantas hídricas y térmicas utilizando gas natural y carbón. El modelamiento se realiza tomando la serie de precio de cada recurso de generación bajo un modelo de optimización de teoría de portafolios. Como medidas de cálculo de la volatilidad se consideran la desviación estándar móvil, el valor en riesgo VaR y el valor en riesgo condicional CVaR

El cálculo de los retornos de cada activo se da con el inverso de la serie de precios de los diferentes recursos de generación, para esto proponen una metodología para construir la serie de tiempo de los precios de cada tecnología. Debido a la baja volatilidad que presentan los precios de

las plantas térmicas a carbón y a su baja correlación con las otras series de precios, se consideró a las plantas térmicas a carbón como un activo libre de riesgo. Teniendo en cuenta esta consideración, en el portafolio hídrico-térmico con gas natural, el óptimo se encuentra en un portafolio 100% hídrico y para el portafolio que comprende recursos de generación hídricos y térmicos a gas natural y carbón, los óptimos se presentan en una combinación entre recursos hídricos y carbón. En ambos casos se muestra como el portafolio actual y el portafolio considerando los nuevos proyectos con asignaciones de OEF hasta el 2019, se encuentran por debajo de la frontera eficiente, indicando que se encuentran en un punto sub-óptimo.

De otro lado, Taboada *et al.* (2015) presentan un análisis de portafolios para el mercado de generación eléctrica en México. Utilizan un modelo de portafolio de Markowitz para la planeación central para un periodo de evaluación de 20 años y considerando siete tecnologías de generación (térmica convencional -combustóleo-, ciclo combinado -gas natural-, carbón, nuclear, geotérmica, hidráulica y eólica). Para esto, plantean un modelo de optimización que busca la maximización de los beneficios sujeto a un nivel de riesgo determinado por el planeador central. Adicionalmente, se considera una restricción impuesta por la Secretaría de Energía del 35% de la capacidad instalada en energía renovable para 2026. La medida de riesgo considerada es la desviación estándar de los beneficios. Los resultados son comparados con los presentados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) obtenidos bajo la metodología de planeación actual de mínimo costo, concluyendo que el portafolio actual y el propuesto por la CFE no se encuentran en la frontera eficiente por lo cual pueden ser optimizados.

Sánchez *et al.* (2014) plantean un modelo de valoración del riesgo financiero aplicado al mercado eléctrico colombiano en el que incorporan los contratos de suministro de energía de largo plazo analizado desde la perspectiva del agente generador. El modelo se realiza a través del método

de simulación de Montecarlo definiendo distribuciones de probabilidad para las variables de entrada (precio de bolsa, generación de energía, ventas de energía en contratos y en la bolsa, precio medio de contratos y el costo equivalente real de la energía –CERE). El riesgo es medido a través del VaR y el CVaR para definir un portafolio de contratación óptimo.

Hanser & Graves (2007) destacan algunos elementos que dificultan la aplicación de la teoría de portafolio al sector eléctrico. Uno de esos elementos es que la teoría de portafolios parte de activos con precios eficientes, esto es que los activos son fácilmente transables, lo cual permite realizar el análisis del portafolio sobre los retornos del portafolio y no sobre los flujos de caja o sobre los precios futuros de los activos. Lo segundo es que el riesgo y la rentabilidad son los únicos elementos que interesan en la estructuración del portafolio y por ende de la diversificación, sí existen otros elementos, como preferencias específicas, entonces la estructuración y modelación del portafolio también debe cambiar. Los activos de generación claramente no cumplen con estas características y en cambio un portafolio diversificado debe responder a otro tipo de elementos como su confiabilidad, su capacidad de respuesta rápida, soporte de voltaje, conexión a los gasoductos, entre otras. Hanser & Graves (2007), mencionan que este tipo de restricciones deben ser incluidas en primer lugar y pueden ir en una posición contraria a la presentada en un portafolio eficiente, pero comprenden limitaciones del propio agente que deben ser consideradas.

De forma general, la literatura muestra las ventajas presentadas por la diversificación en los portafolios de generación en la maximización de la rentabilidad, la minimización del riesgo y también en la mejora de la seguridad energética. Así mismo, se expone como algunas tecnologías que aparentemente parecen generar mayores costos al portafolio, como las fuentes renovables, pueden conllevar a portafolios de costos menores por su efecto en el riesgo del portafolio. De otro

lado, se muestra como la planificación basada en costo mínimo, al no considerar los efectos en conjunto del portafolio, puede generar soluciones sub-óptimas.

4. Metodología

Como se presentó anteriormente, el modelo propuesto por Markowitz para evaluar la diversificación de un portafolio, a fin de maximizar su beneficio dado un nivel de riesgo, requiere de la estimación de los retornos esperados y el riesgo de cada uno de los activos, así como del riesgo en conjunto que presentan los diferentes activos considerados. Este modelo permite la construcción de la frontera eficiente con los diferentes portafolios que presentan el máximo beneficio para cada nivel de riesgo.

El modelo propuesto evalúa los portafolios eficientes para plantas de generación con carbón, gas natural, hídrica, eólica y solar. A continuación se presentan los datos utilizados y la metodología planteada para la determinación de los anteriores elementos y del modelo planteado.

4.1. Datos

Para la construcción del modelo propuesto, se toma la información mensual, para el periodo comprendido entre el 01 de enero de 2003 al 31 de diciembre de 2010, de la proyección de precios de los combustibles gas natural y carbón¹ (UPME, 2013), la TRM² (Banco de la República - Colombia, 2017), la generación y capacidad efectiva neta para las plantas hídricas y térmicas³ del Sistema Interconectado Nacional –SIN- (XM S.A. E.S.P., 2017a). De otro lado, la estimación de la generación eólica fue tomada de González Manosalva (2012) donde se estima la generación para un parque eólico de 50 MW de capacidad instalada para el mismo periodo mencionado anteriormente. Así mismo, el factor de planta para la tecnología solar fue estimado a partir del

¹ La serie de precios del gas natural fue definida como el promedio de las series de precios de la Costa Caribe y del Interior del país, y la serie de precios del carbón fue definida como el promedio de las series de precios de las plantas Gecelca, Tasajero y Zipa.

² TRM de fin de mes

³ Solo considera las plantas hídricas y térmicas despachadas centralmente en el SIN

Primer Informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo, presentado por el operador del mercado eléctrico colombiano (XM S.A. E.S.P., 2017b).

Con las series de generación, y la capacidad efectiva neta de cada tecnología, se construye la serie de factores de planta mensuales de cada tecnología de acuerdo con el comportamiento real presentado en su operación (Figura 6). La serie eólica es estimada con la información de González Manosalva (2012) y la solar con la información de XM (2017b).

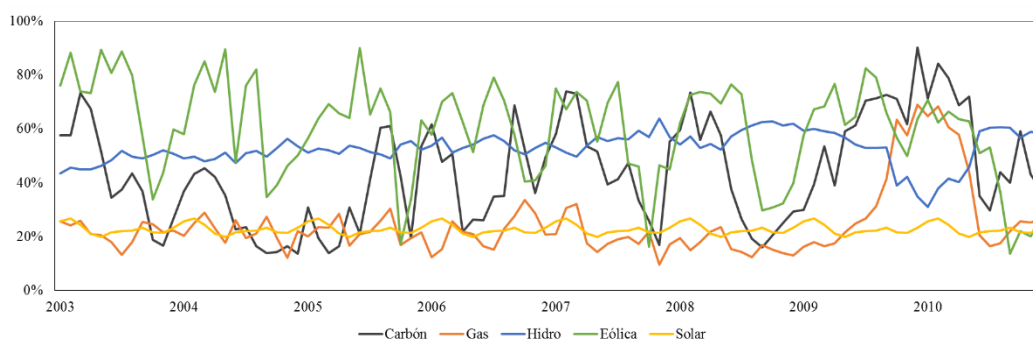


Figura 6. Serie de factores de planta mensual por tecnología.

4.2. Series de precios por tecnología

La serie de precios de cada tecnología de generación es determinada a través de un acercamiento al cálculo del costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés), en el cual se consideran los costos de capital o de inversión, los costos de operación y mantenimiento (fijos y variables), y los costos de combustible.

Con el fin de reflejar no solo las variaciones presentadas en el costo de cada tecnología, sino también en su potencial de generación, cada serie de precios fue afectada mensualmente por el factor de planta y el costo de combustible correspondiente, a partir de la siguiente fórmula:

$$Precio_{ki} = \frac{Capital_k * CRF + Fixed O\&M_{ki}}{Horas_i * Load\ factor_{ki}} + Variable\ O\&M_{ki} + Comb_{ki} \quad (5)$$

$Precio_{ki}$:	Costo nivelado de la energía de la tecnología k en el i -ésimo mes [\$/kWh]
$Capital_k$:	Inversión asociada a la tecnología k [\$/kW]
CRF :	Factor de recuperación de capital (<i>Capital recovery factor</i>)
$Fixed\ O\&M_{ki}$:	Costo fijo de operación y mantenimiento de la tecnología k para el i -ésimo mes [\$/kW-mes]
$Horas_i$:	Número de horas totales para el i -ésimo mes [h]
$Load\ factor_{ki}$:	Factor de planta de la tecnología k para el i -ésimo mes [%]
$Variable\ O\&M_{ki}$:	Costo variable de operación y mantenimiento de la tecnología k para el i -ésimo mes [\$/kWh]
$Comb_{ki}$:	Costo de combustible de la tecnología k para el i -ésimo mes [\$/kWh]

La tasa de descuento utilizada para el cálculo del factor de recuperación de capital es del 12% E.A y la eficiencia (*heat rate*) para el cálculo del costo de combustible fue 8.80 Mbtu/MWh para el carbón y 6.90 Mbtu/MWh para el gas. La Tabla 3 presenta los costos para la determinación de la serie de precios.

Tabla 3

Costos asumidos para las diferentes tecnologías de generación

	Carbón	Gas	Hídrica	Eólica	Solar
Inversión [US\$/kW]	2,500	1,300	1,800	1,560	1,810
Fijo O&M [US\$/kW-año]	40	5.5	10	23	10
Variable O&M [US\$/MWh]	2.0	2.0	2.0	0	0
Capacidad neta [MW]	100	300	600	100	50
Factor de planta promedio [%]	44%	24%	54%	54%	18%

Fuente: (*International Renewable Energy Agency (IRENA), 2012*), (*International Renewable Energy Agency (IRENA), 2016*), (*Lazard, 2016*), (*XM S.A. E.S.P., 2017a*)

Los costos en dólares [US\$] son convertidos a pesos colombianos [\$] con la TRM de fin de mes correspondiente a cada periodo.

4.3. Descripción del modelo

Con las series de precios mensuales construidas, se estiman los retornos esperados de cada tecnología como el inverso del promedio de cada serie (Tabla 4) (Awerbuch & Berger, 2003), las correlaciones (Tabla 5), el riesgo de cada tecnología y en conjunto del portafolio, es definido en la matriz de varianza-covarianza entre las series de precios (Tabla 6).

Tabla 4

Retorno y riesgo estimados – Caso base

	Carbón	Gas	Hídrica	Eólica	Solar
Retorno	0.003	0.004	0.009	0.009	0.004
Riesgo	155.2	79.0	23.8	54.0	41.2

Retornos en [kWh/\$]. Riesgo en [\$/kWh]

Dado que los retornos corresponden al inverso del promedio de cada serie de precios, se puede observar como las series hídricas y eólicas presentan los mayores retornos, indicando un menor costo de la tecnología. Mientras que menores retornos representan un mayor costo de la tecnología, como lo presentado en el carbón, el gas y la generación solar, esta última debido a sus bajos factores de planta.

Tabla 5

Coefficientes de correlación – Caso base

	Carbón	Gas	Hídrica	Eólica	Solar
Carbón	1.00				
Gas	0.40	1.00			
Hídrica	0.15	-0.04	1.00		
Eólica	0.29	0.09	-0.14	1.00	
Solar	0.47	0.41	0.67	0.07	1.00

Tabla 6
Matriz de varianza-covarianza – Caso base

	Carbón	Gas	Hídrica	Eólica	Solar
Carbón	24,092.5	4,921.9	557.8	2,430.2	2,984.9
Gas	4,921.9	6,237.7	-73.6	384.9	1,337.5
Hídrica	557.8	-73.6	565.6	-176.1	654.8
Eólica	2,430.2	384.9	-176.1	2,918.4	154.6
Solar	2,984.9	1,337.5	654.8	154.6	1,700.5

Considerando el modelo propuesto por Markowitz (1952), se plantea el modelo presentado en las ecuaciones 6 a 9 y se estima de forma iterativa para diferentes niveles de retornos esperados del portafolio.

$$\text{Min } \sigma = \sqrt{\sum_j \sum_h X_j \cdot X_h \cdot \rho_{jh} \cdot \sigma_j \cdot \sigma_h} \quad (6)$$

$$\sum_j X_j \cdot w_j = R \quad (7)$$

$$\sum_j X_j = 1 \quad (8)$$

$$\forall j, h \in J: X_j \geq 0 \quad (9)$$

J : Conjunto de tecnologías evaluadas en el portafolio. Para este trabajo carbón, gas, hídrica, eólica y solar.

σ : Nivel de riesgo del portafolio, medido como la desviación estándar [\$/kWh]

X_j : Participación de la tecnología j en el portafolio.

ρ_{jh} : Coeficiente de correlación entre la serie de precio de la tecnología j y h .

σ_j : Desviación estándar de la serie de precios de la tecnología j .

w_j : Retorno esperado de la tecnología j .

R : Retorno esperado del portafolio

5. Resultados

En esta sección se presentan los resultados de los portafolios eficientes estimados para el caso base y dos sensibilidades adicionales, (i) considerando los ingresos estimados por las asignaciones del cargo por confiabilidad, y (ii) una sensibilidad disminuyendo el costo de inversión de la tecnología solar.

5.1. Caso base

En la Figura 7 se presenta la frontera eficiente del portafolio para el caso base, sin considerar los ingresos por las asignaciones del Cargo por Confiabilidad. Estos resultados son correspondientes a los niveles de riesgo y retorno esperado de cada tecnología y en su conjunto.

En la Figura 10 (Apéndice) se presentan los resultados del modelo para portafolios constituidos totalmente por una de las tecnologías de generación. Es decir, se representa cada punto de riesgo y retorno para la inversión en un portafolio 100% formado por una sola tecnología. Adicionalmente, la Figura 11 (Apéndice) presenta la composición del portafolio para diferentes niveles de retorno esperado.

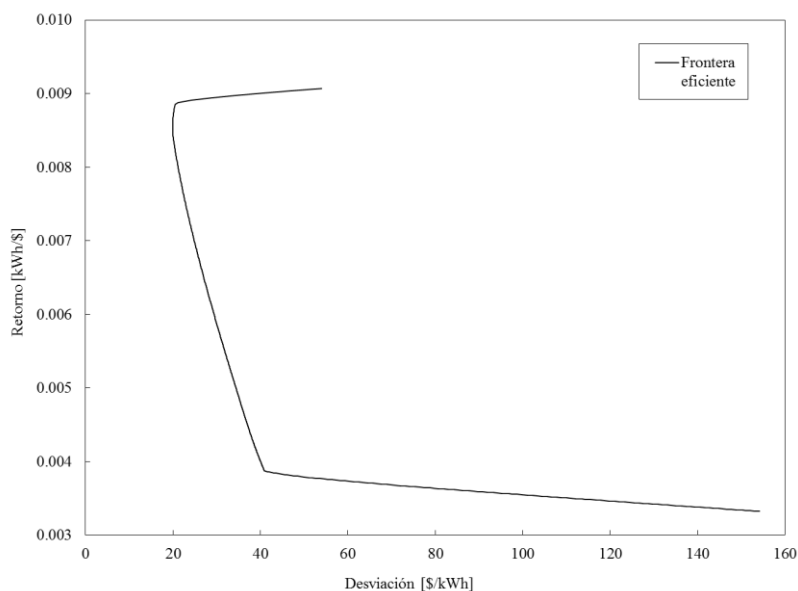


Figura 7. Frontera eficiente – Caso base

El portafolio para el cual se minimiza el riesgo se encuentra para una composición del 77% hídrica, 17% eólica y 6% gas (Tabla 7). La dominancia hídrica se puede explicar debido a los altos retornos presentados por esta tecnología (serie de precios bajos) y a su correlación negativa con la serie eólica (complementariedad).

Tabla 7
Portafolio eficiente – Caso base

Carbón	Participación de cada tecnología				Solar	Retorno [kWh/\$]	Riesgo [\$/kWh]
	Gas	Hídrica	Eólica				
0%	6%	77%	17%	0%	0.009	19.9	

5.2. Sensibilidad cargo por confiabilidad

Se propone una sensibilidad considerando los efectos asociados al esquema del cargo por confiabilidad en la serie de precios de cada tecnología. El cargo por confiabilidad remunera la energía firme que puede entregar una planta de generación “durante condiciones críticas de abastecimiento..., permitiendo asegurar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes” (CREG, 2017).

La sensibilidad fue realizada considerando un precio del cargo por confiabilidad equivalente a 15.7 US\$/MWh (XM S.A. E.S.P., 2017c) y los factores de ENFICC (Energía firme para el cargo por confiabilidad) presentados en la siguiente tabla:

Tabla 8
Factores de ENFICC

Carbón	Gas	Hídrica	Eólica	Solar
85%	90%	45%	13%	8%

En la Figura 8 se presenta la frontera eficiente del portafolio para la sensibilidad considerando los ingresos del Cargo por Confiabilidad. Adicionalmente, la Figura 12 (Apéndice) presenta la composición del portafolio para diferentes niveles de retorno esperado.

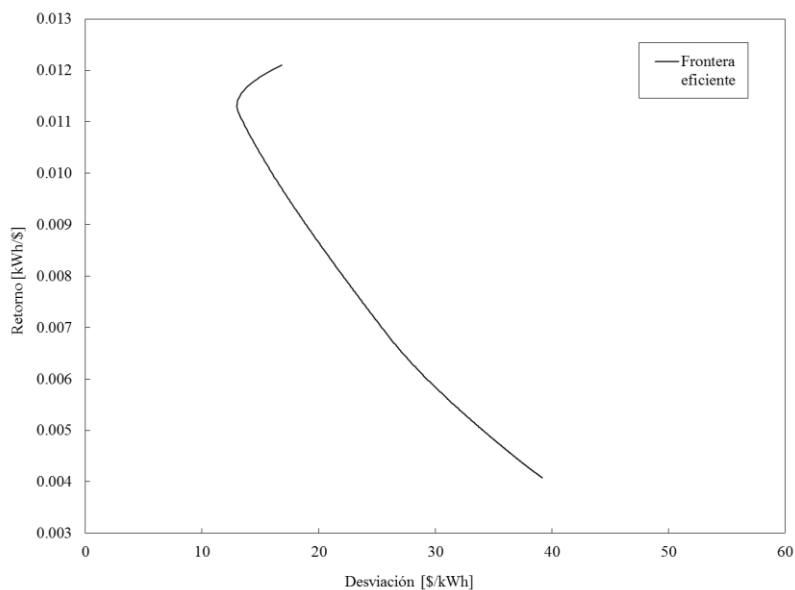


Figura 8. Frontera eficiente – Con Cargo por Confiabilidad.

El portafolio para el cual se minimiza el riesgo se encuentra para una composición del 63% hídrica, 29% gas y 8% eólica (Tabla 9). Al igual que en el caso base, la dominancia hídrica permanece solo que a un menor nivel, lo cual se puede explicar debido a los mayores ingresos de cargo por confiabilidad de las plantas de gas dada su mayor ENFICC.

Tabla 9

Portafolio eficiente – Con Cargo por Confiabilidad

Participación de cada tecnología					Retorno	Riesgo
Carbón	Gas	Hídrica	Eólica	Solar	[kWh/\$]	[\$/kWh]
0%	29%	63%	8%	0%	0.011	13.0

5.3. Sensibilidad sobre el costo de inversión solar

Se propone una sensibilidad, respecto al caso base, evaluando el efecto generado de la disminución en el costo de inversión de la tecnología solar, pasando de 1,810 US\$/kW en el caso base a 800 US\$/kW para esta sensibilidad. Esta sensibilidad se realiza considerando los últimos costos de los equipos presentados por la International Renewable Energy Agency (2016).

En la Figura 9 se presenta la frontera eficiente del portafolio para la sensibilidad considerando una disminución en los costos de inversión de la tecnología. Adicionalmente, la Figura 15 (Apéndice) presenta la composición del portafolio para diferentes niveles de retorno esperado.

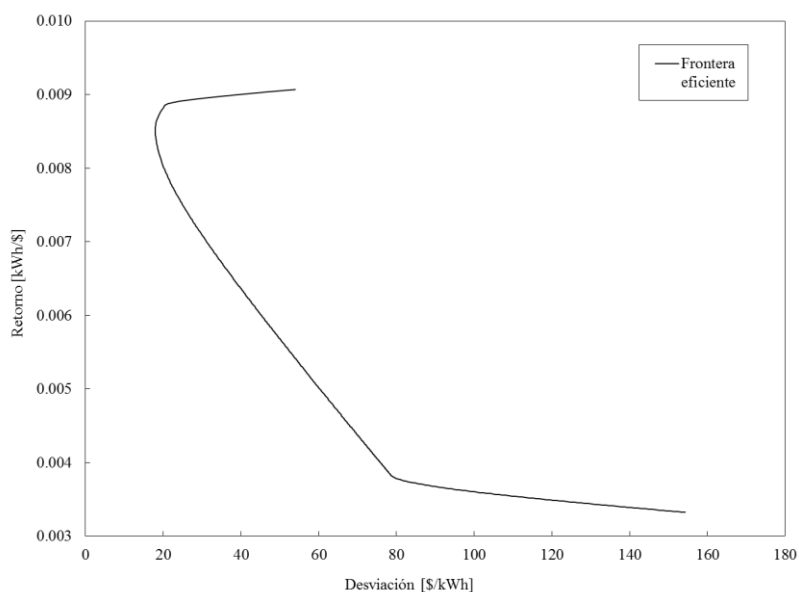


Figura 9. Frontera eficiente – Sensibilidad Solar.

El portafolio para el cual se minimiza el riesgo se encuentra para una composición del 64% solar, 25% hídrica y 11% eólica (Tabla 10). El cambio en el costo de inversión de la energía solar, genera una dominancia de esta tecnología y, de forma complementaria, desplaza los recursos térmicos formando un portafolio óptimo totalmente renovable.

Tabla 10

Portafolio eficiente – Sensibilidad Solar

Carbón	Participación de cada tecnología				Retorno [kWh/\$]	Riesgo [\$kWh]
	Gas	Hídrica	Eólica	Solar		
0%	0%	25%	11%	64%	0.009	17.9

6. Conclusiones

Los factores de planta presentados en este trabajo, reflejan la alta volatilidad en el despacho de generación de tecnologías como el carbón y la eólica, y como fenómenos climáticos, como el fenómeno de El Niño 2009-2010, afectan considerablemente el despacho de las plantas hídricas y térmicas. Al estimar las series de precios, ajustadas por el factor de planta mensual, esta volatilidad es reflejada en las respectivas series.

De forma general, se observa una dominancia hídrica en la estimación de los portafolios eficientes. Esta dominancia hídrica se puede explicar por los altos retornos y baja volatilidad presentados por esta. En los tres escenarios presentados, se observa a la eólica como un complemento importante a la tecnología hídrica, explicado principalmente por su correlación negativa y su alto retorno.

La consideración de los efectos asociados al esquema del cargo por confiabilidad en la serie de precios de cada tecnología refleja la importancia de este concepto para las plantas térmicas, debido a que su bajo factor de planta, que incrementa la estimación de la serie de precios, es compensado por la remuneración adicional debido a su mayor nivel de ENFICC.

La disminución en el costo de inversión de la tecnología solar genera cambios importantes en la determinación del portafolio eficiente, siendo necesario el monitoreo permanente a los costos de inversión de esta tecnología para el ajuste del portafolio de generación. Si bien la sensibilidad realizada sobre el costo de inversión de la solar busca encontrar los posibles cambios en el portafolio eficiente, este trabajo no considera los posibles efectos que se presentarían por los incentivos generados a través de la Ley 1715 de 2014 y las posibles distorsiones en los precios que se puedan presentar en el mercado.

Este trabajo constituye una aproximación a la determinación de portafolios eficientes para el mercado eléctrico colombiano, sin embargo, en trabajos futuros se propone evaluar algunas restricciones adicionales en el modelo como son los parámetros técnicos de operación de las diferentes plantas, la disponibilidad de combustibles y la incorporación de las curvas de perfil horario de generación. Adicionalmente, evaluar el efecto del portafolio en la curva del precio de bolsa futuro.

7. Referencias

- Álvarez García, R. D., Ortega Oliveros, G. A., Sánchez Ospina, A. M., & Herrera Madrid, M. (Julio-Diciembre de 2004). Evolución de la teoría económica de las finanzas: una breve revisión. *Semestre Económico*, 105-127.
- Awerbuch, S. (2006). Portfolio-based electricity generation planning: Policy implications for renewables and energy security. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 11(3), 693-710.
- Awerbuch, S., & Berger, M. (2003). Applying portfolio theory to EU electricity planning and policy-making. *In IAEA/EET Working paper No. 03, EET*.
- Banco de la República - Colombia. (2017). *Tasa de cambio del peso colombiano (TRM)*. Recuperado el 01 de Julio de 2017, de <http://www.banrep.gov.co/es/trm>
- Castañeda Gallego, L. F., Salazar Ramírez, L. J., Puerta Yepes, M. E., & Rivera, J. C. (abril de 2016). *Modelo de optimización de portafolios de generación de energía eléctrica: una aplicación real*. Msc. thesis, Universidad EAFIT.
- CREG. (2017). *Cargo por confiabilidad*. Obtenido de www.creg.gov.co
- CSMEM. (2016). *Experiencias del Niño 2015-2016. Informe No 105*. Obtenido de www.superservicios.gov.co
- González Manosalva, C. A. (2012). *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*. Msc. thesis, Universidad Nacional de Colombia.
- Hanser, P., & Graves, F. (2007). Utility supply portfolio diversity requirements. *The Electricity Journal*, 20(5), 22-32.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2012). *Renewable energy technologies: cost analysis series. Hydropower*.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2016). *The power to change: Solar and wind cost reduction potential to 2025*.
- Johnson, C. A. (2001). Value at risk: Teoría y aplicaciones. *Estudios de economía*, 28(2), 217-247.
- Lazard. (2016). *Lazard's levelized cost of energy analysis - Version 10.0*.

- Lemos Cano, S., & Botero Botero, S. (2012). Optimización del portafolio de generación hidro-térmico en el Mercado Eléctrico Colombiano. *Dyna*(175), 62-71.
- Markowitz, H. (1952). Portfolio selection. *The Journal of Finance*, 7(1), 77-91.
- Rockafellar, R. T., & Uryasev, S. (2000). Optimization of conditional value-at-risk. *Journal of risk*, 2(3), 21-41.
- Sánchez, M., Lozano, C. A., & Manotas, D. (2014). Modelo de valoración de riesgo financiero en la gestión de contratos de suministro de energía eléctrica. *Tecnura*, 18(39), 110-127.
- Taboada González, R. J., Alfaro Calderón, G. G., & González Santoyo, F. (2015). Selección bajo incertidumbre de portafolios de generación eléctrica. *Revista Internacional Administración & Finanzas*, 8(1), 69-78.
- UPME. (2013). *Estudio de generación eléctrica bajo escenario de cambio climático*. Obtenido de www.upme.gov.co
- UPME. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Obtenido de www.upme.gov.co
- UPME. (2016). *Plan de expansión de referencia Generación-Transmisión 2016-2030*. Obtenido de www.upme.gov.co
- Vergara, W., Deeb, A., Toba, N., Cramton, P., & Leino, I. (2010). *Wind energy in Colombia. A framework for market entry*. The World Bank.
- XM S.A. E.S.P. (2016). *Informe de operación del SIN y administración del mercado 2016*. Obtenido de www.xm.com.co
- XM S.A. E.S.P. (2017a). *Información inteligente*. Obtenido de <http://informacioninteligente10.xm.com.co/>
- XM S.A. E.S.P. (2017b). *Primer informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo - 2017*. Obtenido de www.xm.com.co
- XM S.A. E.S.P. (2017c). *Subasta energía firme: Segunda subasta de energía firme (2015 - 2016)*. Obtenido de www.xm.com.co

Apéndice

A Caso base

Retornos esperados y nivel de riesgo (desviación estándar) para portafolios conformados 100% por cada tecnología.

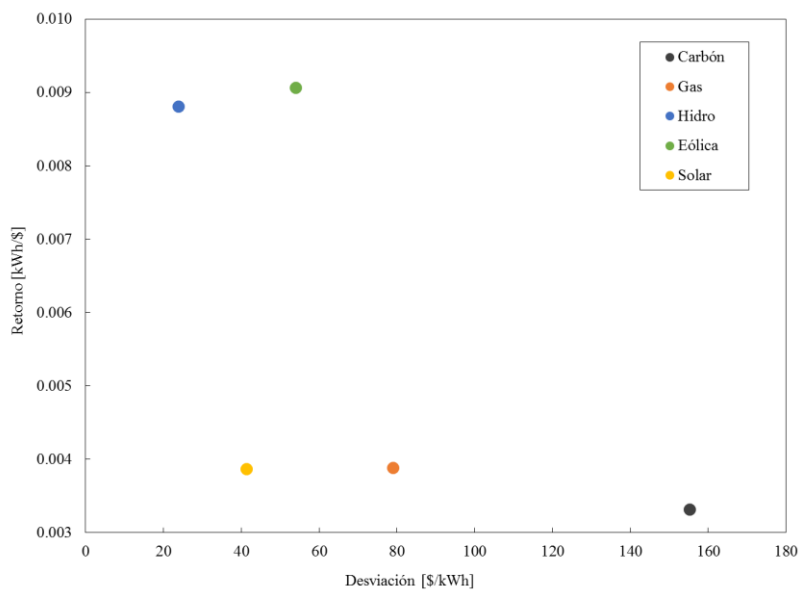


Figura 10. Puntos de frontera para portafolios 100% representados por una tecnología – Caso base

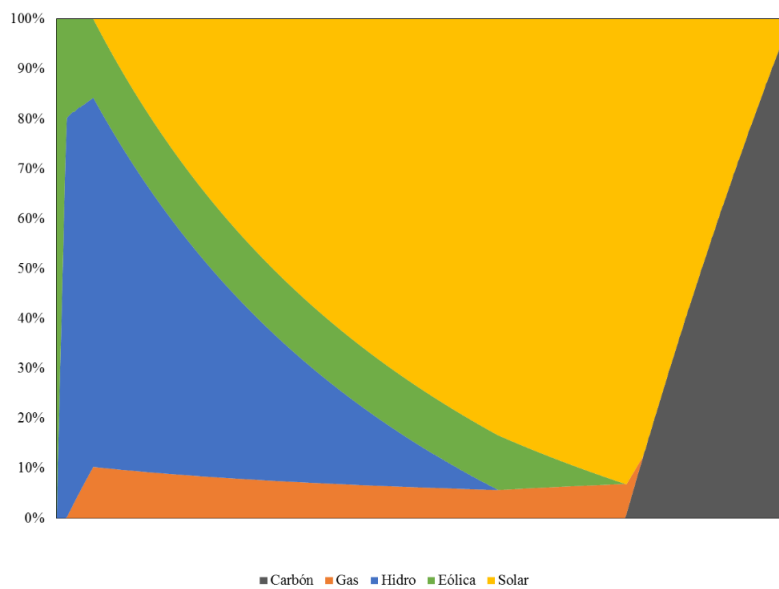


Figura 11. Composición de portafolios por nivel de retorno – Caso base

B Sensibilidad cargo por confiabilidad

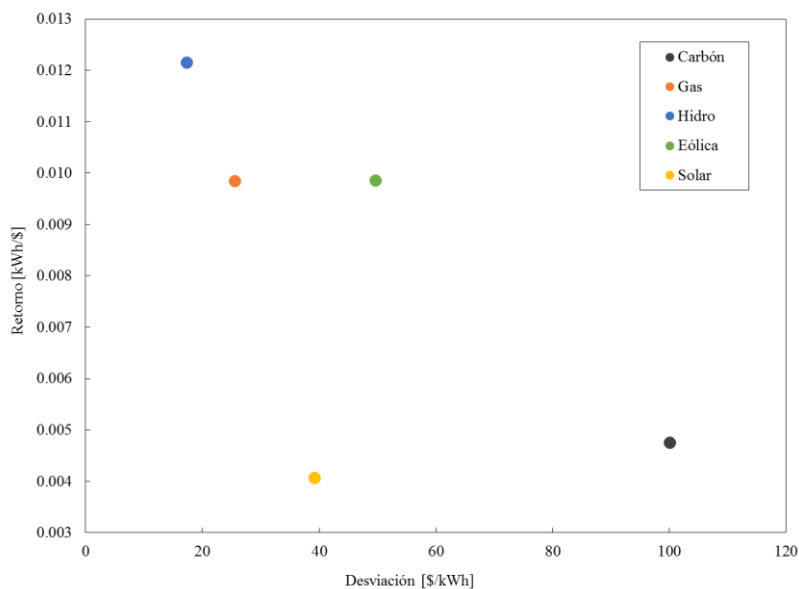


Figura 12. Puntos de frontera para portafolios 100% representados por una tecnología – Con Cargo por Confiabilidad.

Tabla 11

Retorno estimados – Con Cargo por Confiabilidad

Carbón	Gas	Hídrica	Eólica	Solar
0.005	0.010	0.012	0.010	0.004

Retornos en [kWh/\$].

Tabla 12

Matriz de varianza-covarianza – Con Cargo por Confiabilidad

	Carbón	Gas	Hídrica	Eólica	Solar
Carbón	10,006.0	862.1	253.1	1,455.7	1,788.6
Gas	862.1	650.3	-44.0	155.2	286.7
Hídrica	253.1	-44.0	299.3	-115.2	452.2
Eólica	1,455.7	155.2	-115.2	2,464.2	135.2
Solar	1,788.6	286.7	452.2	135.2	1,537.5

Tabla 13

Coefficientes de correlación – Con Cargo por Confiabilidad

	Carbón	Gas	Hídrica	Eólica	Solar
Carbón	1.00	0.34	0.15	0.29	0.46
Gas	0.34	1.00	-0.10	0.12	0.29
Hídrica	0.15	-0.10	1.00	-0.13	0.67
Eólica	0.29	0.12	-0.13	1.00	0.07
Solar	0.46	0.29	0.67	0.07	1.00

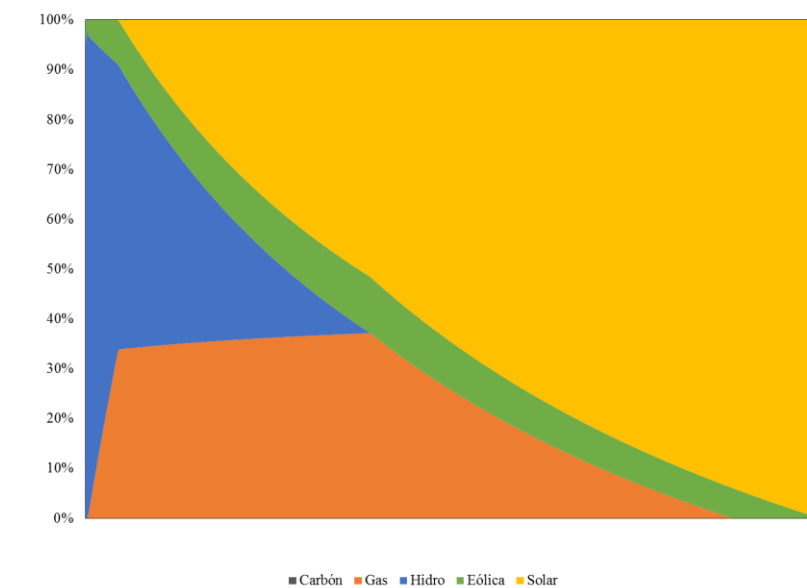


Figura 13. Composición de portafolios por nivel de retorno – Con Cargo por Confiabilidad.

C Sensibilidad sobre el costo de inversión solar

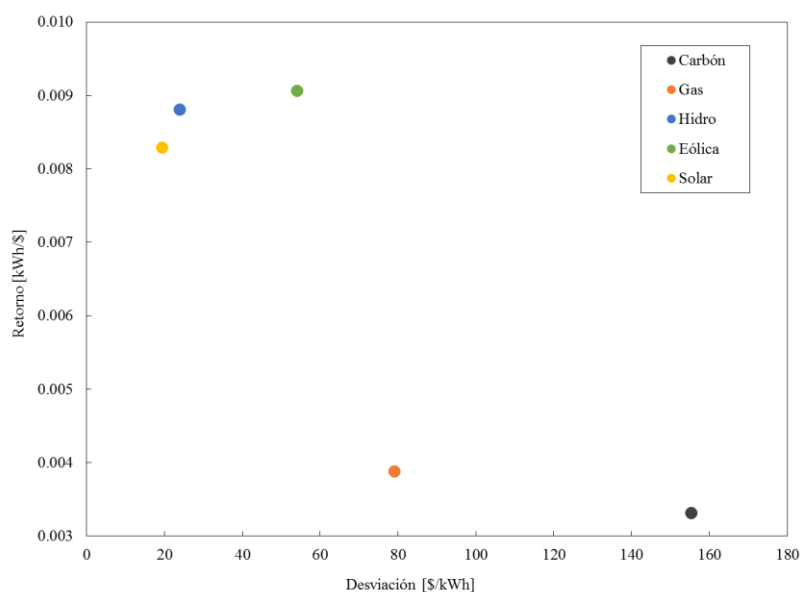


Figura 14. Puntos de frontera para portafolios 100% representados por una tecnología – Sensibilidad solar.

Tabla 14

Retorno estimados – Sensibilidad Solar

Carbón	Gas	Hídrica	Eólica	Solar
0.003	0.004	0.009	0.009	0.008

Retornos en [kWh/\$].

Tabla 15

Matriz de varianza-covarianza – Sensibilidad Solar

	Carbón	Gas	Hídrica	Eólica	Solar
Carbón	24,092.5	4,921.9	557.8	2,430.2	1,393.9
Gas	4,921.9	6,237.7	-73.6	384.9	624.6
Hídrica	557.8	-73.6	565.6	-176.1	305.8
Eólica	2,430.2	384.9	-176.1	2,918.4	72.2
Solar	1,393.9	624.6	305.8	72.2	370.8

Tabla 16

Coefficientes de correlación – Sensibilidad Solar

	Carbón	Gas	Hídrica	Eólica	Solar
Carbón	1.00	0.40	0.15	0.29	0.47
Gas	0.40	1.00	-0.04	0.09	0.41
Hídrica	0.15	-0.04	1.00	-0.14	0.67
Eólica	0.29	0.09	-0.14	1.00	0.07
Solar	0.47	0.41	0.67	0.07	1.00

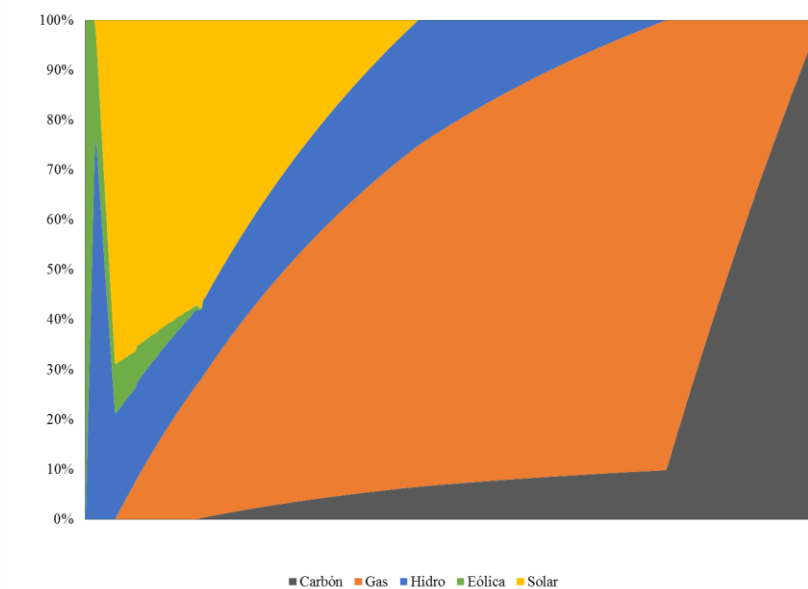


Figura 15. Composición de portafolios por nivel de retorno – Sensibilidad Solar.