



PORTAFOLIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA COLOMBIA EN  
EL PERIODO (2017-2019)

ING. CAMILO ESTEBAN CASALLAS BUITRAGO

Directora:

MCs. MARÍA CONSTANZA TORRES TAMAYO

PROGRAMA DE ECONOMÍA  
ESPECIALIZACIÓN EN ECONOMÍA PARA INGENIEROS

ECONOMÍA FINANCIERA  
JEL: G11 Selección de cartera; Decisiones de inversión

BOGOTÁ D.C., COLOMBIA  
OCTUBRE 2019

## **Agradecimientos**

A Dios por la vida y la salud.

A mi madre por guiar mi caminar.

A mi padre por darme el impulso para continuar.

A mi hermana por motivar mi accionar.

A mi directora por su timonear este proyecto.

A mis jefes por su incondicional apoyo.

A mi familia por su amor.

Y a mis amigos por nunca abandonar

## Contenido

1	Introducción .....	2
1.1	Justificación .....	2
1.2	Objetivo General.....	4
1.3	Objetivos Especifico .....	4
2	Marco Teórico .....	5
2.1	Teórica de Markowitz .....	5
2.2	Optimización de portafolios de energía. ....	8
2.3	Caracterización del mercado .....	13
2.4	Mercado Eléctrico Colombiano .....	15
2.4.1	Mercado de Energía Mayorista.....	15
2.4.2	Transacciones de Energía.....	17
2.4.3	Capacidad efectiva instalada y generación real:.....	20
2.5	Demanda de energía.....	23
3	Metodología .....	24
3.1	Concentración en la matriz energética colombiana.....	24
3.2	Organización Industrial.....	26
3.3	Desarrollo del Modelo, Portafolio Eficiente de Energía.....	28
3.4	Datos .....	31
3.5	Cálculo del VAR .....	31
4	Resultados .....	32
5	Conclusiones: .....	37
6	Referencias Bibliográficas .....	39
7	Anexos .....	41

## Ilustraciones

Ilustración 1 Ubicación de la generación nacional, fuente: XM. ....	4
Ilustración 2. Frontera eficiente de portafolios con dos acciones. Fuente (Awerbuch & Berger, 2003, p.10) .....	7
Ilustración 3 Frontera eficiente para el mercado de los estados unidos, Fuente: (Awerbuch & Berger, 2003, p.18).....	10
Ilustración 4 Fronteras eficientes para Portugal, Fuente: (Ferreira & Cunha, 2012) .....	10
Ilustración 5 Rendimientos de un activo en la metodología paramétrica VaR, Fuente: elaboración propia.....	13
Ilustración 6 Modelo de Cournot, concentración Q y poder de mercado a diferentes números de empresas N, Fuente: (Perdomo, 2018, p.13) .....	15
Ilustración 7. Sistema de potencia, recuperado de: (Escuela de organización industrial , 2015) .....	16
Ilustración 8 Actores del mercado eléctrico colombiano, Fuente: (Óptima Consultores, 2018, p.4) .....	17
Ilustración 9. formación del precio de bolsa. Fuente: elaboración propia. ....	19
Ilustración 10. Precio de bolsa de energía, elaboración propia, datos tomados de XM ....	19
Ilustración 11 Precio de Bolsa Vs Contratos, datos tomados de XM .....	20
Ilustración 12 Precio de bolsa Vs aportes hídricos, datos tomados de XM.....	23
Ilustración 13 Crecimiento del PIB y la demanda energética, fuente: Andrade & Aponte, 2013, p.11) .....	24
Ilustración 14 Proyección de demanda de energía eléctrica, Fuente: (Andrade & Aponte, 2018, p. 13) .....	24
Ilustración 15 Matrices Energéticas de Colombia y Alemania, elaboración propia datos tomados de XM y de la revista de energía renovable.....	26
Ilustración 16 Frontera eficiente, Fuente: elaboración propia.....	34
Ilustración 17 Frontera eficiente, fuente: elaboración propia .....	34
Ilustración 18 Frontera eficiente completa Nota: Elaboración propia .....	45

## Tablas

Tabla 1 Capacidad efectiva anual 2017-2018 por recurso .....	21
Tabla 2 Generación por tipo de recurso 2017-2018 .....	22
Tabla 3 Principales generadores del mercado.....	27
Tabla 4 LCOE .....	31
Tabla 5 Matriz de varianzas covarianzas para el riesgo de precio.....	32
Tabla 6 Matriz de varianzas covarianzas para el riesgo de suministro .....	32
Tabla 7 Frontera eficiente .....	33
Tabla 8 Revalidación de la matriz energética colombiana.....	36

## Resumen

Este trabajo presenta una alternativa para la conformación de un portafolio óptimo en la expansión del parque generador de energía eléctrica colombiano, tomando como base la teoría moderna de portafolios de Markowitz. Para alcanzar dicho objetivo, se da una caracterización del mercado de energía mayorista, evaluando riesgos y oportunidades con las que se enfrentará un inversionista.

Seguido, en base a los trabajos publicados con anterioridad, se busca traducir las teorías del mercado financiero al mercado de energía, defendiendo la incorporación de las energías renovables no convencionales a la matriz energética y reduciendo el riesgo de trasladarle a la demanda altos costos o someterla a limitaciones de suministro,

Se establecen supuestos que favorezcan a cada tecnología en lo que tienen ventaja comparativa y penalicen sus debilidades. Finalmente, se construye la frontera, que ilustra una serie de combinaciones que conformarían los portafolios, relacionando las rentabilidades y el riesgo. Resaltando una serie de puntos óptimos que forman la frontera eficiente.

## Abstract

This project presents an alternative to create an optimal portfolio in the expansion of the Colombian electric power park, based in Markowitz theory. To achieve this objective, there is a characterization of the wholesale energy market, assessing risks and opportunities that an investor will face.

Then, based on the work published previously, it seeks to translate the theories of the financial market into the energy market. Defending the incorporation of non-conventional renewable energy into the energy matrix, reducing the risk of transferring high costs to the demand or subjecting it to supply constraints,

Assumptions are established that favor each technology in what has an advantage and penalize its weaknesses. Finally, the efficient frontier is built, which illustrates a series of combinations that investors can make between the returns they can expect and the risk they would run, highlighting a series of optimal points

**Palabras clave:** Riesgo, Rentabilidad, eficiente, óptimo, confiabilidad, generación, energía, mercado, precio, transacción, bolsa, contratos, minimizar, diversificar.

**Keywords:** Risk, Profitability, efficient, optimal, reliability, generation, energy, market, price, transaction, stock market, contracts, minimize, diversify.

## Tema

Economía Financiera, JEL: G11 Selección de Cartera; Decisiones de Inversión.

## 1 Introducción

En los años 1928, cuando se empezó a estructurar el Sistema Interconectado Nacional (SIN), la conformación de un portafolio de generación eficiente no tenía la relevancia suficiente para ser discutido, la ley 113 del mismo año, estableció como prioridad nacional la explotación de la hidroelectricidad.

La empresa pública, fue quien adelanto los principales proyectos eléctricos nacionales, el capital del estado se inyectaba de manera desmedida y sin mecanismos efectivos de reducción de costos, riesgos o estudios de ingeniería avanzados, estos proyectos se catalogaban como sociales y no de inversión. De esta manera, empresas quebradas y apagones eran cosas con las que lidiaban los dirigentes.

En los años 80, por ejemplo, el gobierno con “la pretensión de bajar la inflación congeló las tarifas en 1985, lo que sumado a la dificultad de las empresas de asumir el servicio de la deuda, terminó lesionando severamente el funcionamiento del sector” (Nohora Garcia Lopez, 2019).

Como contexto, se tenían inversionistas enfocados en los combustibles fósiles, sobre ofertas, conflicto interno, una conciencia ambiental nula y una regulación bastante precaria, que hacían del mercado energético colombiano una opción de inversión muy riesgosa.

Posteriormente, el ente planeador estableció como método de expansión el análisis del portafolio del menor costo, estableciendo como objetivo general, buscar el menor costo vía tarifa para los usuarios finales, las energías renovables tomaban cada vez más fuerza al aumentar sus eficiencias y disminuir sus costos, por su lado, la regulación se robustecía dando un parte de tranquilidad al inversionista.

No obstante, a la hora de evaluar la conformación de un portafolio de generación de energía eléctrica eficiente, se debería tener en cuenta diferentes criterios que influyan en una escogencia óptima de la matriz energética, costos de las tecnologías, retornos esperados y disponibilidades de los recursos, son aspectos generalmente evaluados, pero otras externalidades como los impactos sociales, ambientales y seguridad del sistema de potencia no son tan estudiados, con la posibilidad de ser fácilmente internalizadas.

En la actualidad, la expansión del parque generador se lleva a cabo por medio de subastas de energía, como es el caso de la subasta de largo plazo, que busca la contratación de proyectos de generación de energía para el SIN, dichas subastas, están enmarcadas en un enfoque del menor costo, pero con participación de todos los sectores, inversionistas que buscan maximizar su beneficio al menor riesgo posible es el análisis predominante para ellos, agentes reguladores que buscar dar confiabilidad al sistema y una demanda que desea pagar menos, son las aristas del escenario.

### 1.1 Justificación

Cuando se está inmerso en el sector energético colombiano, o tan solo se da un vistazo a los precios de bolsa de energía<sup>1</sup> en un año típico, podemos apreciar la alta volatilidad de los precios de la energía eléctrica, esto se debe a que la matriz energética del sistema

---

<sup>1</sup> Bolsa de energía: Es el mecanismo en el que participa la oferta y la demanda para establecer el precio horario de la energía eléctrica

interconectado nacional (SIN) se encuentra principalmente soportada por la generación hidráulica (aproximadamente el 69% de la capacidad instalada), seguida por la generación térmica (con un 31% de participación). En términos de generación de energía eléctrica efectiva, este comportamiento se ha mantenido desde los años 80 hasta la actualidad, oscilando la participación hídrica entre el 67% y 85%. Dejando al sistema en una dependencia casi total a este recurso.

De esta manera, los fenómenos climáticos, las estacionalidades y los precios de los combustibles son los factores determinantes del precio en bolsa, energía costosa bajo fenómenos del niño<sup>2</sup>, precios bajos con fenómenos de la niña<sup>3</sup>.

Adicionalmente, las grandes centrales de generación colombiana se encuentran localizadas principalmente en Antioquia, Cundinamarca y Boyacá, con una baja participación en las costas atlántica y pacífica, como se aprecia en la ilustración 1. Esto nos indica que el parque generador está sumamente regionalizado. y de haber afectaciones en Antioquia, todo el sistema eléctrico entraría en estrés<sup>4</sup>.

Partiendo de la premisa que los parques eólicos y plantas solares situadas en los sitios seleccionados podrían servir de respaldo para las centrales hidroeléctricas durante periodos estacionales e interanuales de baja hidrología (Paredes & Ramírez, 2017, p. 56). Colombia podría hacer uso de su posición geográfica privilegiada para compensar la alta concentración regional y tecnológica del que sufre el sistema que goza de una radiación solar constante, 12 horas diarias en promedio y desarrollar soluciones solares que generen energía todo el año, con una mayor eficiencia que en los países que tienen estaciones. No obstante, Colombia no tuvo grandes desarrollos en esta tecnología hasta el segundo semestre del año 2017, cuando CELSIA construyó la primera granja solar de gran tamaño (Yumbo Solar).

Por su lado, la energía eólica también es una muy buena opción a la hora de evaluar una inversión para el parque de generación, ya que el departamento de la Guajira posee una gran disponibilidad del recurso con una calidad excepcional de los vientos, los cuales no fueron aprovechados por el sistema sino hasta el 2004 cuando las Empresas Públicas de Medellín (EPM) construyeron como proyecto piloto el primer parque eólico (Jepirachi).

En la más reciente versión del Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión (PERGT) elaborado y publicado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)<sup>5</sup>, se presentan escenarios de incorporación de nuevos recursos energéticos al sistema nacional. Donde el ente planeador buscó construir escenarios de expansión empleando la metodología de los portafolios de mínimo costo (operativo y de inversión).

Teniendo en cuenta que la teoría moderna de portafolio<sup>6</sup> (MPT, por sus siglas en inglés -Modern Portfolio Theory-) es un conjunto de herramientas matemáticas que sirve para

---

<sup>2</sup> Fenómeno del niño: fenómeno climatológico caracterizado por tener regímenes de lluvias bajos

<sup>3</sup> Fenómeno de la niña: fenómeno climatológico caracterizado por tener altos niveles de lluvias:

<sup>4</sup> Sistema en estrés: Es el momento en el que se llaman a generar a las centrales térmicas por seguridad del sistema.

<sup>5</sup> Unidad de planeación minero energética (UPME) es la institución encargada de la planeación, expansión, estudio y monitorio del sistema energético y minero nacional.

<sup>6</sup>Véase Markowitz, H. (1952). portfolio Selection. Journal of Finance, (7), 77-91. Harry publicó este artículo a la edad de 25 años, la comunidad académica tardó diez años en darse cuenta de sus implicaciones y la financiera otros diez años. 38 años después de esta publicación.

encontrar portafolios eficientes, entendiendo estos como aquellos que maximizan los ingresos mientras se minimizan el riesgo. Surge la pregunta ¿Es posible abordar los problemas de resiliencia<sup>7</sup> en la matriz energética<sup>8</sup> nacional a partir de este tipo de teorías financieras que busquen mejorar el portafolio de generación de energía eléctrica para Colombia?

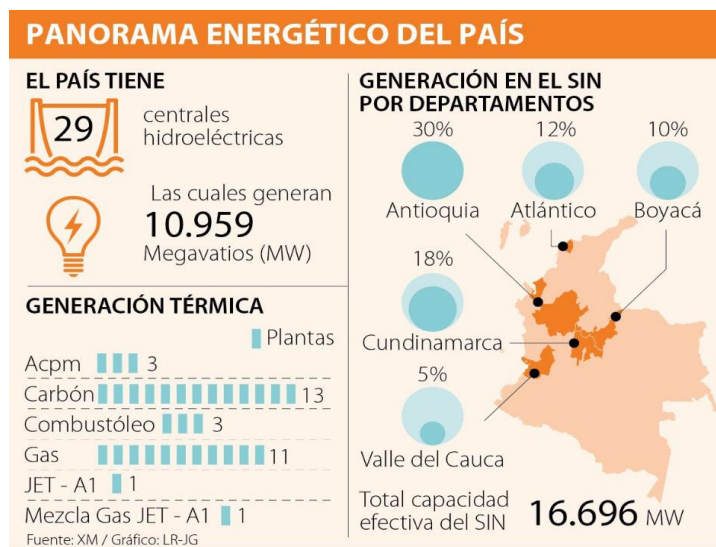


Ilustración 1 Ubicación de la generación nacional, fuente: XM<sup>9</sup>.

De esta manera, Se espera que, al incorporar estas técnicas de diversificación de portafolios de inversión al mercado energético colombiano, que contemplen las particularidades del sistema nacional como lo son la vulnerabilidad a fenómenos climáticos, la incertidumbre alrededor de los precios y los costos de las tecnologías para el país, la UPME pueda seleccionar las mejores tecnologías de generación de energía que beneficie al sistema eléctrico, así como se escoge los mejores componentes de una cartera de valores en pro del inversionista.

## 1.2 Objetivo General

Determinar la composición óptima de un portafolio de generación de energía eléctrica, teniendo como base la teoría de la frontera eficiente de Markowitz que busca maximizar los ingresos mientras se minimiza el riesgo.

## 1.3 Objetivos Especifico

- ✓ Encontrar las correlaciones entre las diferentes tecnologías de generación que brinden complementariedad a la hora de realizar el despacho económico.
- ✓ Encontrar la varianza de los precios de la energía y los combustibles que permitan evaluar diferentes escenarios de inversión.

<sup>7</sup> Resiliencia: Capacidad que tiene un sistema a responder ante perturbaciones sin verse afectado, de esta manera, un sistema eléctrico resiliente es aquel que es confiable y seguro, que responde ante posibles cambios climáticos, técnicos y tecnológicos con eficacia.

<sup>8</sup> Matriz energética: Se define como la combinación de fuentes de energía primaria empleadas para la generación de energía de un sistema eléctrico.

<sup>9</sup> XM: es una compañía filial de ISA encargada de la administración del mercado de energía eléctrica



- ✓ Reducir los riesgos sin afectar los ingresos de un portafolio de generación.
- ✓ Construir la frontera eficiente de Markowitz.

## 2 Marco Teórico

### 2.1 Teórica de Markowitz

La alta volatilidad en los mercados financieros exige a los inversionistas buscar soluciones para darle diversificación a su portafolio de inversión, con la finalidad de aprovechar los beneficios que traen los constantes movimientos bursátiles. Es con esta premisa que Harry Markowitz en 1952 publica el artículo “Portfolio Selection”

La teoría de Markowitz paso un poco desapercibida hasta que el mismo economista publicó otra obra en 1959 en donde presentó con más detalle sus formulaciones, a raíz de un trabajo publicado en 1958 por James Tobin<sup>10</sup> dándole una mirada crítica al problema de la composición óptima de las carteras de inversión. Pero no es sino hasta 1990 que se les da reconocimiento a sus trabajos, otorgándole el premio nobel de economía por la complejidad en la solución de su planteamiento

“El trabajo de Markowitz es la primera formalización matemática de la idea de diversificación de inversiones, es decir, el riesgo puede reducirse sin cambiar el rendimiento esperado de la cartera” (Castro & Ramírez, 2015).

Los portafolios de inversión se pueden integrar por acciones de empresas que tengan participaciones en la bolsa, valores del mercado de dinero e instrumentos del mercado de derivados y deuda gubernamental. Mecanismos que tienen sus respectivos espejos en el mercado energético con los comercializadores que venden energía en bolsa horaria, Derivex<sup>11</sup> para el mercado de cubrimientos financieros. Commodities<sup>12</sup> energético, Bancoldex y sus programas para el desarrollo energético nacional, etc.

Otra visión de la estructuración de un portafolio eficiente es la de Andrew Roy (1952)<sup>13</sup> en términos generales, el autor propone maximizar la relación de la distancia entre el rendimiento esperado y el nivel de rendimiento catastrófico con respecto a la desviación estándar del rendimiento esperado. De esta manera, se evidencia que el problema de optimización propuesto por Roy es minimizar la probabilidad de ruina, en tanto que para Markowitz el problema es maximizar la relación entre el rendimiento esperado del portafolio y su riesgo calculado a partir de la desviación estándar (Romero, 2011).

Las dos métricas básicas de la teoría de portafolios eficientes son los retornos esperados y el riesgo de un portafolio. Los retornos esperados son el promedio ponderado de los retornos esperados de cada una de las acciones, dentro del portafolio:

---

<sup>10</sup>Vease: Tobin, J. (1958). Liquidity Preference as Behavior Toward Risk. Review of Economic Studies, 65 - 86

<sup>11</sup> Derivex es la compañía que administra los sistemas de negociación de operaciones sobre instrumentos financieros derivados en el mercado de energía eléctrico colombiano

<sup>12</sup> Commodities: aquellos productos que no han sufrido ninguna transformación, no poseen valor agregado o característica diferenciadora.

<sup>13</sup> Vease: Roy, A.D. (1952). Safety first and the holding of assets, Econometrica, 20(3), 431-449.

$$E[r_p] = \sum_{i=1}^N S_i * E(r_i) \quad (1)$$

Donde:

- $E[r_p]$  corresponde al retorno esperado del portafolio p.
- $S_i$  corresponde al peso de la acción i dentro del portafolio p (la sumatoria de todas las  $S_i$  es igual a 1).
- $E[r_i]$  corresponde al retorno esperado de la acción i.

Por su lado, el riesgo de un portafolio de inversión está en función de la variabilidad de los retornos esperados de cada una de acciones que lo componen. No obstante, la esencia de la teoría no es basarse en riesgos aislados, sino por el contrario evaluar esas correlaciones que puede haber entre ellos, y permitan balancear la canasta.

Se puede optimizar la composición de los portafolios para obtener mayores retornos conservando el mismo nivel de riesgo, o disminuir el riesgo obteniendo el mismo retorno. La correlación entre los riesgos de las diferentes componentes se haya a partir de la siguiente expresión, simplificada para un portafolio con dos acciones i y j:

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N S_i * S_j * \rho_{ij} * \sigma_i * \sigma_j \quad (2)$$

Donde:

- $\sigma_p^2$  corresponde a la varianza (riesgo) del portafolio.
- $S_i$  corresponde al peso de la acción i dentro del portafolio p (la sumatoria de todas las  $S_i$  es igual a 1).
- $S_j$  corresponde al peso de la acción j dentro del portafolio p (la sumatoria de todas las  $S_j$  es igual a 1).
- $\rho_{ij}$  corresponde al coeficiente de correlación entre las dos acciones i y j. Este coeficiente es 1 si la correlación es perfectamente positiva y -1 si la correlación es perfectamente negativa
  - $\sigma_i$  corresponde a la varianza (riesgo) de la acción i.
  - $\sigma_j$  corresponde a la varianza (riesgo) de la acción j.

El aporte al riesgo del portafolio por acción se presenta en la Tabla 1. Los elementos de la diagonal principal corresponden a los riesgos (varianzas) de cada acción, y los elementos por fuera de la diagonal presentan la interacción (covarianza) entre acciones.

Tabla 1. Aporte por acción al riesgo del portafolio

	Stock i	Stock j
Stock i	$S_i^2 \sigma_i^2$	$S_i S_j \sigma_{ij} = S_i S_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j$

Stock  $j$

$$S_i S_j \sigma_{ij} = S_i S_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j$$

$$S_j^2 \sigma_j^2$$

*Nota:* Elaboración propia

Esto se puede generalizar a un portafolio de  $n$  acciones, siguiendo la misma dinámica.

Finalmente, se puede encontrar todas las posibles combinaciones que resulten en la conformación de un portafolio óptimo para cierto nivel de retorno o riesgo, construyendo una frontera eficiente.

A continuación, se presenta un ejemplo, que analiza las posibles composiciones de un portafolio de dos acciones (A y B) disponibles.

En este ejemplo hay dos acciones A y B, caracterizadas por retornos y riesgos diferentes, donde A tiene mayores retornos, pero a su vez, posee los mayores riesgos. Los portafolios A y B están compuestos en su totalidad por las respectivas acciones, de modo que el retorno y el riesgo de los portafolios se igualan a los de las acciones. A medida que varía el peso de las acciones A y B se crean nuevos portafolios, que representan puntos en el plano de la gráfica de la . Frontera eficiente de portafolios con dos acciones.

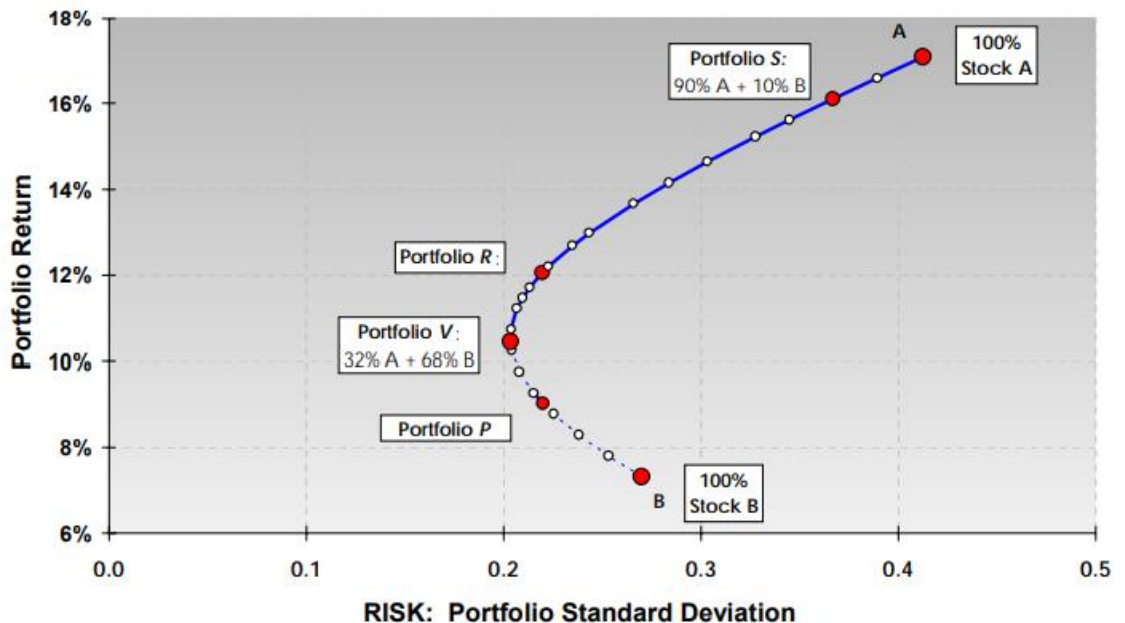


Ilustración 2. Frontera eficiente de portafolios con dos acciones. Fuente (*Awerbuch & Berger, 2003, p.10*)

Al comparar los portafolios P y R, se observa que ambos tienen el mismo riesgo, pero que el portafolio R tiene mayores retornos que el P, de modo que siempre será más eficiente la elección del portafolio R sobre el P.

Al comparar los portafolios R y V, se encuentra que el portafolio V tiene menor riesgo que el R, pero también menor retorno, de modo que no se puede definir uno de los dos portafolios como superior al otro; la elección entre ambos dependerá del nivel de aversión

al riesgo del inversionista. Estos dos portafolios (y todos los ubicados en la curva azul continua de la Gráfica) conforman la frontera eficiente.

## 2.2 Optimización de portafolios de energía.

Encontrar un consenso alrededor del concepto de optimalidad a un portafolio de un bien de consumo público es una tarea bastante complicada, debido a la diversidad de opiniones sobre cuáles son los pasos que se deben seguir dentro del proceso y cuáles las condiciones que se deben satisfacer o tener en cuenta para concluir que efectivamente el portafolio encontrado con dicho proceso es el óptimo (Hickey, Carlson, & Loomis, 2010).

El costo mínimo es la metodología actualmente empleada por la UPME para definir el plan de expansión del parque generador nacional, esperando que, al adicionar centrales de bajo costo, se traduzca en un sistema que minimice los gastos que se le trasladaran a la demanda, en otras palabras, reducir el riesgo de precio es de interés para ente planeador.

Sin embargo, existen más criterios que se deben tener en cuenta a la hora de estudiar una expansión del parque generador. La diversificación del portafolio que le brinda seguridad al sistema, es uno de los aspectos más sensibles a tener en cuenta, este objetivo se puede alcanzar con una adecuada combinación de las diferentes tecnologías de generación que contribuyan a acotar el riesgo de suministro<sup>14</sup>.

Por otro lado, también se debe pensar en los retornos que percibiría el inversionista de las futuras centrales de generación, ya que este buscará maximizar su beneficio, al tiempo que acotara su riesgo.

El costo nivelado de energía o LCOE por sus siglas en inglés, Levelized Costo Energy, es una herramienta que permite hacer comparaciones entre diferentes tipos de generación, indiferente de su tamaño, tecnología, recurso natural, entre otros, llevándolos a una unidad común que permite la comparación. Esta medida le da una clara señal al inversionista sobre cuál es el costo mínimo de generar una unidad de energía (\$/kWh), de esta manera, le permite al inversionista hacer una evaluación acerca de las diferentes modalidades de generación.

$$LCOE = \frac{CT}{GT} [$/kWh] \quad (3)$$

Donde:

CT: Costo total a lo largo de la vida útil de la central de generación.

GT: Generación total esperada de energía a lo largo de la vida útil del proyecto.

El inverso de esta unidad (kWh/\$), se asocia a la utilidad esperada por el inversionista, como es evidente, a menor costo, mayor ingreso, a mayor generación, mayor ingreso. Los costos se pueden clasificar en:

---

<sup>14</sup> Riesgo de suministro: Probabilidad de que un sistema de potencia entre en racionamiento de energía-

- Costos fijos: Son aquellos que son indiferentes a la energía generada por la central, y son necesarios para su operación, entre ellos se encuentra: Mantenimientos periódicos, prestamos, seguridad social y prestacional de los empleados, seguros, impuestos etc.
- Costos variables: Son aquellos que dependen de la generación de la central, Entre los cuales se encuentra: combustibles, mantenimientos por uso, peajes, personal adicional etc.

Heising y Mohr (2016) establecen que el LCOE entrega un valor único, el cual puede ser interpretado como el mínimo valor al cual se puede vender la energía producida de la central de modo de obtener un balance neto igual a cero. Si el precio de venta fuese menor al LCOE, significa que los ingresos no serán capaces cumplir con las expectativas del inversionista. Por otra parte, si el precio de venta es mayor que el LCOE, se tendrá una rentabilidad mayor que la esperada.

Como ya se mencionó, la Teoría de portafolios es empleada en los mercados financieros para atacar estas mismas problemáticas, ya que busca reducir el riesgo del inversionista y maximizar sus retornos. Adicional, la metodología busca diversificar el portafolio al evaluar las correlaciones que prestan los activos y compensarlos. De esta manera, cuando un activo posea rendimientos bajos, otro debería poder sopesar dicha caída.

Por tal motivo, Desarrollar una metodología alrededor de la teoría de Markowitz es una tarea que se viene desarrollando hace ya varios años, tratando de traducir lo que es el mercado de energía propio de cada región o país, a lo que sería un mercado financiero, teniendo en cuenta las particularidades del caso.

Shimon Awerbuch y Martin Berger (2003) desarrollaron una metodología basada en la teoría de Markowitz para encontrar los activos que deberían componer un portafolio de generación de energía para los Estados Unidos, en su trabajo *Applying Portfolio Theory to EU Electricity Plannys And Policy-Making*.

Para su análisis, empleó los costos de combustible, costo de operación y mantenimiento (O&M) fijos y variables y los costos de inversión. La suma de estos, es el ingrediente principal para encontrar el retorno y riesgo de los activos y por ende de la cartera.

El autor presenta una explicación detallada sobre los fundamentos de la teoría de portafolios y el impacto de las energías renovables, modelándolas como activos con retornos bajos y riesgo nulo al asociarlo con los costos de combustibles. La conclusión para aquel entonces, cuando aún se tenían costos altísimos en los LCOE de las renovables, fue la incorporación de estas tecnologías en la matriz energética de ese país de alrededor de un 6% como se puede apreciar en el portafolio K de la ilustración 3.

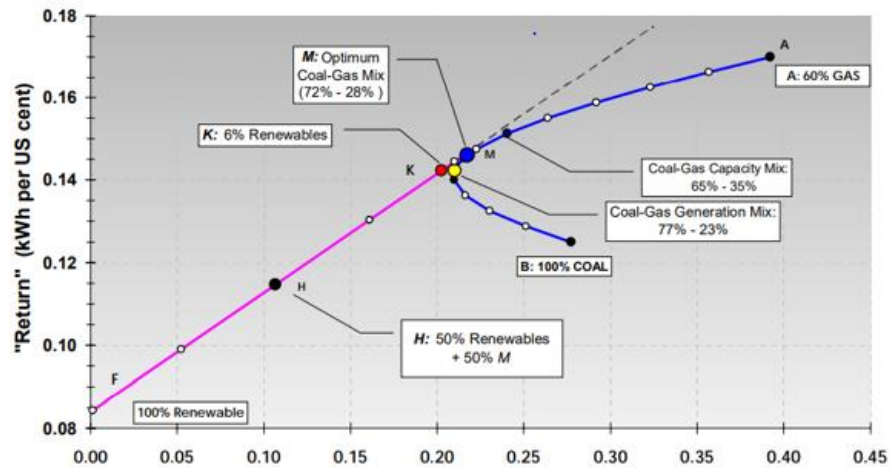


Ilustración 3 Frontera eficiente para el mercado de los estados unidos, Fuente: (Awerbuch & Berger, 2003, p.18)

Por su lado, Min Liu y Feliz Wu (2007) emplean la teoría de portafolios al mercado eléctrico chino, como una propuesta de gestión del riesgo ante la alta volatilidad de los precios de bolsa, usando una función de utilidad que relaciona la rentabilidad con el riesgo. Entre los supuestos, se asume que los contratos que el inversionista logre obtener por su disponibilidad de energía cerraran, el mercado Spot por su lado, se considera como un activo riesgoso. La rentabilidad, será calculada como el cociente entre los ingresos y los costos menos uno. Igualmente, emplean el inverso del costo como medida de rentabilidad.

Paula Ferreira y Jorge Cunha (2012) no estudian la expansión de todo el sistema portugués, sino específicamente del portafolio renovable, para los autores, los retornos no dependen solamente de los costos de las tecnologías sino también con la cantidad de energía generada, por lo que emplean el inverso del LCOE para calcular el retorno. Adicional, se da un enfoque de confiabilidad. Su modelo trata de maximizar la producción renovable, minimizando la variabilidad del suministro. Minimizar la diferencia entre la demanda y la producción para evitar sobre instalaciones y claro, minimizar el costo nivelado del portafolio, minimizando su variabilidad. Como se aprecia en la ilustración 4, los autores tienen en cuenta la demanda objetivo, calculando escenarios de expansión para los años 2010 y 2022.

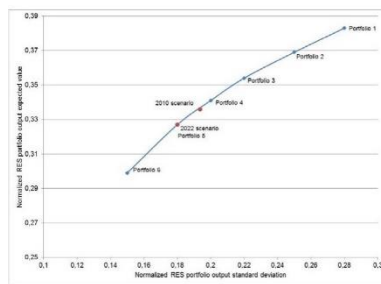


Fig. 6. Efficient frontier MPT\_RES model

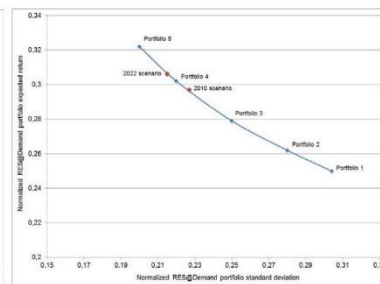


Fig. 7. Efficient frontier MPT\_RES@Demand model

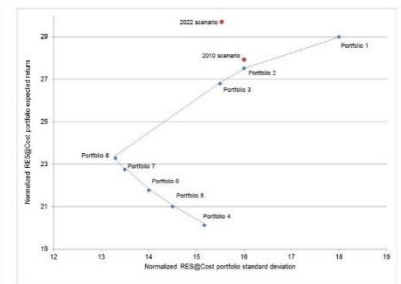


Fig. 8. Efficient frontier MPT\_RES@Cost model

Ilustración 4 Fronteras eficientes para Portugal, Fuente: (Ferreira & Cunha, 2012)

Santiago Lemos (2011), busca generar una frontera eficiente para dos portafolios de generación en el mercado eléctrico colombiano, en primer lugar, se estudia un portafolio

hidráulico y térmico a gas natural, seguido, se le adicionan centrales de 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 como se verá más adelante.

El cálculo de los retornos de cada activo se da con el inverso de la serie de precios de los diferentes recursos de generación, se consideró a las plantas térmicas a carbón como un activo libre de riesgo. 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.

Alejandro Lucio (2019), incorpora en el cálculo del riesgo una ponderación entre los principales riesgos a los que se ve sometido en mercado eléctrico del Salvador, empleando una serie de supuestos acorde al tipo de tecnología y a la confiabilidad que le brindan al sistema. El LCOE es el factor escogido para encontrar las rentabilidades. El autor no establece una demanda objetivo ni proporciona en concreto resultados, ya que se limita a desarrollar el mecanismo que debe ser ajustado a las particularidades de ese mercado, no obstante, su modelo es sumamente robusto y completo.

Algunos autores han criticado la aplicación de las teorías de inversión financieras a los mercados eléctricos, Stirling (1998), argumenta que la utilización de estas teorías está bajo el supuesto de que toda contingencia futura puede ser inferida de manera anticipada y expuesta de manera numérica. Según su planteamiento, el sector eléctrico está regido por la ignorancia, lo que impide satisfacer la condición anterior.

Otros aspectos que le inquietan en la implementación de esta metodología al caso eléctrico es la caracterización del sistema como si fuera financiero, ya que no siempre son similares, por ejemplo:

- el sector eléctrico posee bienes que no son transables tan fácilmente como pasa en el mercado financiero,
- El mercado financiero posee informaciones abiertas y fácilmente corroborables y consultable.
- Los retornos y el riesgo pueden ser inferidos de un mismo mecanismo y se distribuyen normalmente.
- Costos transaccionales relativamente altos en el sector eléctrico.

Por otro lado, este modelo no incorpora propiamente todos los tipos de riesgos al que está sometido el portafolio y otros aspectos que debería tener el planeador para tomar decisiones, como temas ambientales.

Por tal motivo, el autor presenta una teoría alternativa que se puede emplear en la escogencia de un portafolio óptimo, establece el concepto de diversificación como el grado de reparto de una cantidad en una serie de categorías bien definidas y presenta tres clasificaciones con sus respectivos procesos de optimización:

- Riesgo: este existe cuando probabilidades pueden ser asignadas a cada uno del conjunto de posibles eventos.
- Incertidumbre: no existen bases algunas para la asignación de probabilidades a los eventos.

- Ignorancia: no existen bases para asignar probabilidades y no se conocen todos los posibles eventos externos que podrían suceder.

Así, “cuando se tiene una situación caracterizada por el riesgo, la estrategia para mitigarlo debe fundamentarse en técnicas probabilísticas; cuando se afrontan situaciones de incertidumbre, debe aplicarse un análisis de escenarios; y finalmente las situaciones caracterizadas por la ignorancia deben hacer uso de la diversificación” (Lemos, 2011, p.13)

En conclusión, Stirling (1998) afirma que las inversiones en generación de electricidad están enmarcadas en la incertidumbre estricta y en la ignorancia, y por lo tanto deben ser afrontadas utilizando el concepto de diversificación.

Como medida de riesgo, usualmente se emplean el Value-at-risk (VaR). El VaR que es presentado por la división RiskMetric de JP Morgan en 1994, se define como la pérdida máxima posible estadísticamente medida que puede sufrir un activo o cartera teniendo en cuenta los movimientos usuales (oferta y demanda) de precios del mercado, dentro de una ventana de tiempo y bajo un nivel de confianza determinado.

Existen varias metodologías para el cálculo del VaR, entre las cuales están:

- Metodología Paramétrica:
  - Sobre volatilidad histórica - Técnica DELTA-NORMAL
  - Sobre volatilidad dinámica – Técnica EWMA (les da un mayor peso a las observaciones más recientes)
- Metodología de simulación:
  - Simulando Precios – Técnica de Simulación histórica
  - Simulando rentabilidad – Técnica SMC sobre probabilidad acumulada.
  - Simulando rentabilidad – Técnica SMC para mejor distribución de probabilidad

Modelo matemático:

$$\text{VaR} = S * \sigma_{\text{activo}} * F * \sqrt{t} \quad (4)$$

Donde:

S: Monto de la inversión a precios del mercado

$\sigma$  activo: Riesgo del activo: que se calcula a partir la volatilidad dinámica (mediante decaimiento exponencial EWMA) o se calcula a partir de la serie histórica de la volatilidad.

F: número de desviación estándar para el nivel de confianza dado

t: Tiempo dado en días



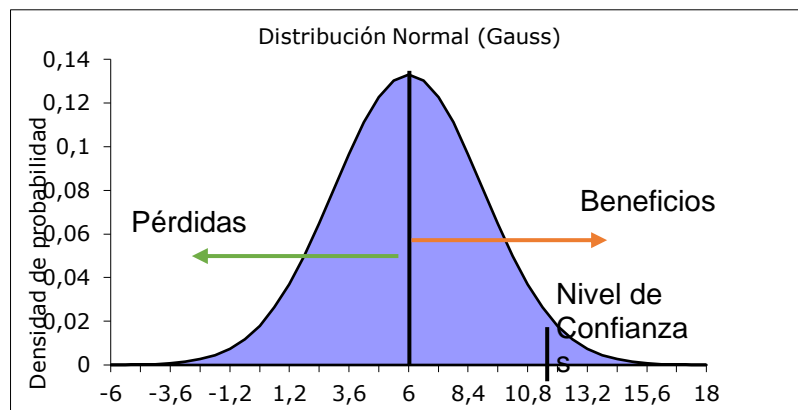


Ilustración 5 Rendimientos de un activo en la metodología paramétrica VaR, Fuente: elaboración propia

### 2.3 Caracterización del mercado

Para caracterizar adecuadamente un mercado y escoger las variables idóneas a utilizar en un modelo, se deben estudiar como mínimo la clasificación y comportamiento que predominará en la interacción de los diferentes agentes participantes en la economía.

Dependiendo la competencia que exista en un mercado, este tendrá una clasificación que caracterizara la interacción que tendrá la demanda la oferta. Esta clasificación esta dividida principalmente en:

- Mercados de competencia perfecta
- Mercado monopolista
- Mercado Oligopolista

Los mercados en competencia perfecta son aquellos que poseen una gran cantidad de actores, de esta manera, habrá muchos vendedores de tamaño y características similares, muchos consumidores, variedad de marcas, productos homogéneos y así nadie es capaz de influenciar el precio de los bienes y servicios.

El mercado monopolístico es aquel dominado por un solo vendedor o marca, posee altas barreras de entrada al mercado<sup>15</sup>, competencia nula, poder de mercado, establecimiento de precios a manos del único oferente, y pérdidas por ineficiencia del mercado. Generalmente un monopolio es creado por el mismo gobierno (Ecopetrol), de manera natural (acueductos) o por un musculo financiero muy grueso (Coca-Cola)

El poder de mercado, es la capacidad que tiene una organización para aumentar o mantener los precios de sus bienes y servicios por encima de los que existiría si el mercado estuviese en competencia perfecta. Ocasionando precios elevados e ineficiencias.

Los Oligopolios son mercados con más de dos competidores, pero de cantidades reducidas, Se corre el riesgo de entrar en guerra de precios o cartelización<sup>16</sup>. Puede darse el caso de que solo haya un par de empresas de gran tamaño o la combinación de unas de

<sup>15</sup> Barreras de entrada: problemas con las que se encuentra un inversionista a la hora de entrar al mercado.

<sup>16</sup> Cartelización: acción por la cual dos o más firmas se ponen de acuerdo para imponer una serie de precios y cantidades disponibles de un producto o servicio en un mercado

gran tamaño y otras más chicas. Igualmente se evidencia barreras de entrada, ineficiencias y poder de mercado en manos de aquellas organizaciones de gran tamaño.

Perdomo (2018) plantea que la relación entre la proposición de Cournot donde el método de análisis para el mercado oligopólico es idéntico a encontrar un equilibrio de Nash (las decisiones óptimas están influenciadas por las actuaciones de los otros participantes) en un juego donde las empresas utilizan sus niveles de producción como estrategias. En este modelo, las firmas venden productos idénticos. Asimismo, las empresas no son tomadoras de precios. En su lugar, cada empresa es plenamente consciente de que el cambio de su nivel de producto afectará el precio de mercado.

En un juego líder-seguidor de Stackelberg se supone que las empresas se mueven en secuencia. Por ejemplo, en una secuencia de dos movimientos, la empresa 1 elige su nivel de producción antes de que la empresa 2 lo haga. Luego, la empresa 2, después de observar el nivel de producción elegido por la empresa 1, elegirá su nivel de producción, y sólo entonces se venderá la producción y se recaudarán las ganancias por las dos empresas. Este tipo de comportamiento define un juego en forma extensiva.

un juego de líder-seguidor de Stackelberg produce un nivel de producción agregado más alto y un precio de mercado más bajo que la estructura de mercado estática de Cournot. Por lo tanto, el resultado de equilibrio de Stackelberg es más competitivo que el de Cournot.

El modelo de Bertrand, a diferencia del modelo de Cournot, considera que las empresas pueden cambiar los precios más rápido y es menos costoso hacerlo que fijar cantidades, ya que cambiar cantidades requerirá un ajuste de inventarios, lo que implica un cambio en la capacidad de producción de las empresas. Así, a corto plazo, los cambios de cantidad pueden no ser factibles, o pueden ser demasiado costosos para el vendedor. Sin embargo, cambiar los precios es una acción de bajo costo que puede requerir sólo un cambio en las etiquetas que aparecen en las estanterías de la tienda.

Perdomo (2018) plantea que una estructura de mercado de Cournot supone que las empresas eligen sus niveles de producción, donde el precio de mercado se ajusta para equilibrar el mercado y se encuentra sustituyendo la cantidad producida en la función de demanda de los consumidores. En cambio, en una estructura de mercado de Bertrand las firmas fijan precios más que niveles de producción.

Una medida propia de los oligopolios, es la concentración de mercado. Haciendo alusión a la cantidad de producción en manos de unos pocos, Siendo un monopolio el más concentrado y la competencia perfecta la de menor concentración. Adicionalmente, con el Modelo de Cournot, se puede inferir que el poder de mercado es directamente proporcional a la concentración.

De esta manera, a menor número de empresas y entre más porcentaje de la demande esté en manos de pocas empresas, la concentración será mayor

Una medida de concentración es el índice de Hirschman-Herfindahl

$$H \equiv \sum_{i=1}^N s_i^2. \quad (5)$$

Donde:

$$0 \leq H \leq 1 \text{ *cane } H_{\text{Competencia Perfecta}} = 0 \text{ y } H_{\text{Monopolio}} = 1$$

En ocasiones este índice se multiplica por 10,000, en cuyo caso  $0 \leq H \leq 10.000$ .

Algunas causas de estas imperfecciones en los mercados se pueden deber a una fusión, que se define como la situación en la que empresas de propiedades independiente se unen bajo el mismo dueño. Dichas fusiones se pueden dar de manera:

horizontal: Ocurre cuando empresas de la misma industria, que producen productos idénticos o similares y que se venden en el mismo mercado geográfico, se fusionan.

Vertical, Ocurre cuando una empresa que produce bienes intermedios se fusiona con otra que produce el bien final, o aquellas que tienen la posición de comprador vendedor.

Conglomerados: Ocurren cuando empresas que producen bienes y servicios poco relacionados se fusionan bajo la misma propiedad

La fusión reduce la competencia en el mercado y aumentan los beneficios para los fusionados, al aumentar en tamaño y reducir en costos.

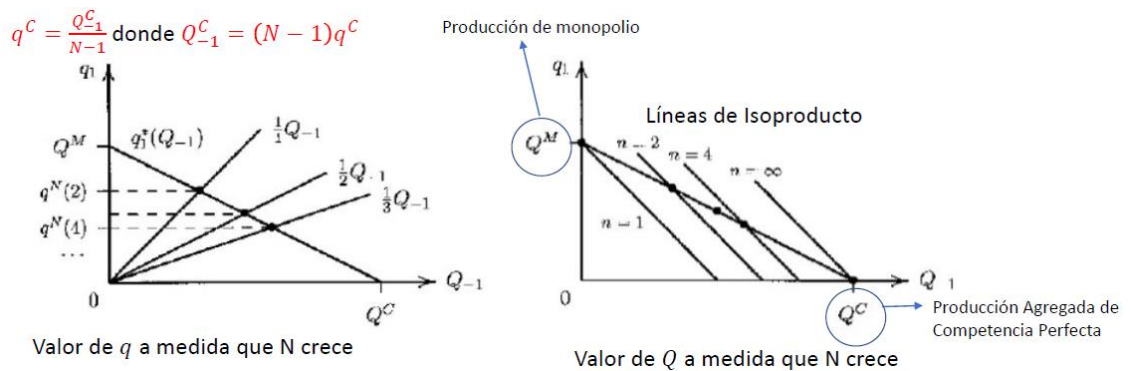


Ilustración 6 Modelo de Cournot, concentración  $Q$  y poder de mercado a diferentes números de empresas  $N$ , Fuente: (Perdomo, 2018, p.13)

Las absorciones por su lado, se producen cuando existe una disparidad de juicios de valoración, dada la incertidumbre sobre las condiciones comerciales futuras. Los que controlan la entidad adquisidora buscan el prestigio y las recompensas monetarias asociadas con la gestión de un gran imperio corporativo, independientemente de si la consolidación se suma a los beneficios.

## 2.4 Mercado Eléctrico Colombiano

### 2.4.1 Mercado de Energía Mayorista.

El sector eléctrico colombiano está enmarcado en el sistema de potencia ver ilustración 7. La electricidad primero debe ser generada “la energía no se crea ni se destruye, solo se transforma” (primera ley de la termodinámica). Esta transformación puede provenir de diferentes fuentes de energía primaria, La hidráulica, usa agua para mover turbinas<sup>17</sup>, la eólica emplea viento, la Térmica por su lado, al calentar agua con gas, carbón, combustibles líquidos, o material orgánico, genera vapor que mueve turbinas. La energía solar fotovoltaica la radiación<sup>18</sup> etc. Los agentes encargados de realizar dicha transformación son denominados Generadores.

<sup>17</sup> Turbina: Dispositivo mecánico diseñado para generar un movimiento rotacional.

<sup>18</sup> Radiación: emisión de energía que se propaga a través del espacio.



Ilustración 7. Sistema de potencia, recuperado de: (*Escuela de organización industrial , 2015*)

No obstante, las grandes centrales de generación no están localizadas junto a la demanda, por el contrario, están ubicadas donde está disponible el recurso, en la hidráulica junto al río o el embalse, la térmica junto a la mina de carbón o gasoducto, en la solar donde haya buena radiación y la eólica busca buenas corrientes de viento. Es aquí donde entra el segundo agente del mercado, el transmisor, que se encarga de llevar la energía desde los centros de generación a los centros de consumo, transformando nuevamente la energía con el fin de reducir pérdidas eléctricas.

Una vez la energía llega a los grandes centros de consumo, esta debe ser distribuida y convertida nuevamente a una forma manejable para la demanda, esta tarea esta encomendada a los agentes distribuidores. De esta manera, los usuarios, que se clasifican principalmente entre:

- Regulados: pequeños consumidores de energía definidos como aquellos usuarios con consumos inferiores a los 55.000 kWh/mes o potencias instaladas de 0,1 MW. No poseen poder de negociación y pagan tarifas más elevadas.
- No regulados: son los grandes consumidores de energía, con consumos superiores a los 55.000 kWh/mes o potencias instaladas mayores a 0,1MW. Poseen poder de negociación ya que pueden suscribir contratos bilaterales, se les liquidan tarifas menores.
- Solo les queda contratar el suministro de la energía eléctrica en el mercado, y es aquí donde nacen los Comercializadores, estos agentes son transversales a todo el sistema y serán quienes facturen, compren, vendan, liquiden, reclamen y represente al usuario ante el Mercado de Energía Mayorista (MEM).



Ilustración 8 Actores del mercado eléctrico colombiano, Fuente: (Óptima Consultores, 2018, p.4)

El MEM entonces es el espacio en que confluyen las empresas del sector, junto a los diferentes actores, el Ministerio de Minas y Energía (MME), encargado de la elaboración de la política energética; la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ente regulador del sector, que vela por el equilibrio entre calidad, costo y cobertura; la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) quien realiza la planeaciones y proyecciones, dando seguridad al sistema y asignación del recurso minero energético; la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) entidad que ejerce las funciones de inspección, vigilancia y control del sector; la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), entidad que vela por el buen funcionamiento de los mercados a través de la vigilancia y protección de la libre competencia económica y de los derechos de los consumidores; XM Compañía de Expertos en Mercados, quien coordina la operación y administración del sistema; el Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico (CNO) estableciendo los aspectos técnicos que aseguren que la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) sea segura, confiable y económica.

#### 2.4.2 Transacciones de Energía.

Las transacciones en el MEM, pueden darse entre agentes generadores y/o Comercializadores en tres tipos de mercados:

- Mercado de corto plazo o Spot: donde opera la bolsa de energía.
- Mercado de mediano plazo: donde se negocian contratos bilaterales

- Mercado de largo plazo: donde se estructuró el cargo por confiabilidad.

Adicional, hay un mercado de coberturas financieros subyacente al precio de bolsa y commodities energéticos, denominado Derivex.

El mercado spot es el resultado financiero de las interacciones técnicas y comerciales que suceden antes, durante y después de la operación horaria del SIN. Por su lado, el despacho económico es el mecanismo en el cual se programan a aquellos generadores disponibles que sean necesarios para abastecer la demanda proyectada en cada una de las horas del día y al menor costo posible para el sistema, preservando al sistema seguro.

En términos muy generales, se puede decir que el precio spot es aquel que resulta de cruzar la demanda y la oferta (ver ilustración 9) que está dada por el agregado de los bloques de energía ofertados por los agentes (cantidad de energía a un determinado precio), de esta manera, todos los agentes con ofertas iguales o inferiores al punto de corte, serán aquellos que sean despachados<sup>19</sup>.

La cantidad de energía y el precio que un generador hidráulico puede ofrecer estará ligado al nivel de sus embalses, los aportes históricos de los ríos afluentes, las proyecciones climatológicas de su región de influencia, las dinámicas propias del mercado y las estrategias comerciales de la organización.

Por su lado, los térmicos, tendrán como aspectos fundamentales las disponibilidades esperadas de el o los combustibles que requieren para funcionar, los costos de suministro y transporte de dichos energéticos, los costos de operación y mantenimiento, así como de las dinámicas del mercado y las estrategias comerciales de la organización.

Cuando el operador del MEM posee toda esta información, y toda aquella que es necesaria para garantizar la seguridad del sistema y confiabilidad de la demanda, referente a las restricciones técnicas, operativas y constructivas. Junto a las proyecciones de la demanda, teniendo en cuenta series históricas y de crecimiento. Se empieza el proceso del despacho, aplicando un proceso de optimización que minimice los precios para cubrir las necesidades del SIN en cada una de las 24 horas del día.

“La bolsa de energía del Mercado de Energía Mayorista de Colombia es un mecanismo de ajuste y balance horario de las variables y condiciones de operación técnica y comercial, real e ideal para cada uno de los agentes generadores o comercializadores que participan en el MEM” (Piñeros, 2018, p.12).

---

<sup>19</sup> Despacho: Acción por la cual se le indica a un generador de energía eléctrica que debe inyectar al SIN determinada cantidad de energía.

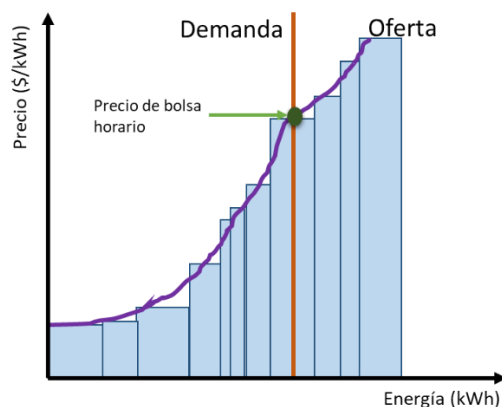


Ilustración 9. formación del precio de bolsa. Fuente: elaboración propia.

El despacho ideal que es el proceso de optimización diaria horaria que se realiza con posterioridad a la operación del sistema tomando como base las condiciones iniciales del MEM, las ofertas de precio, los costos, la demanda comercial real, la disponibilidad comercial real etc. Derivan en lo que se conoce como precio de bolsa de energía, el cual representa el costo marginal horario sobre una optimización diaria de las ofertas recibidas de los diferentes agentes generadores, y luego, de ser necesario, agregarse una tarifa incremental representada por el costo requerido para cubrir los costos de producción de los térmicos que no puedan ser remunerados por el costo marginal.

El precio de escasez es el precio a partir del cual se hacen exigibles las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad, explicadas posteriormente. Por su lado, el precio de bolsa presenta diferentes versiones. Por su lado, el TX1 hace referencia a la primera liquidación que efectúa XM recopilando información primaria, al cuarto día realiza una segunda liquidación con información reportada y más detallada para que nazca el TX2. Finalmente, de requerirse ajustes, se habla de un TXF.

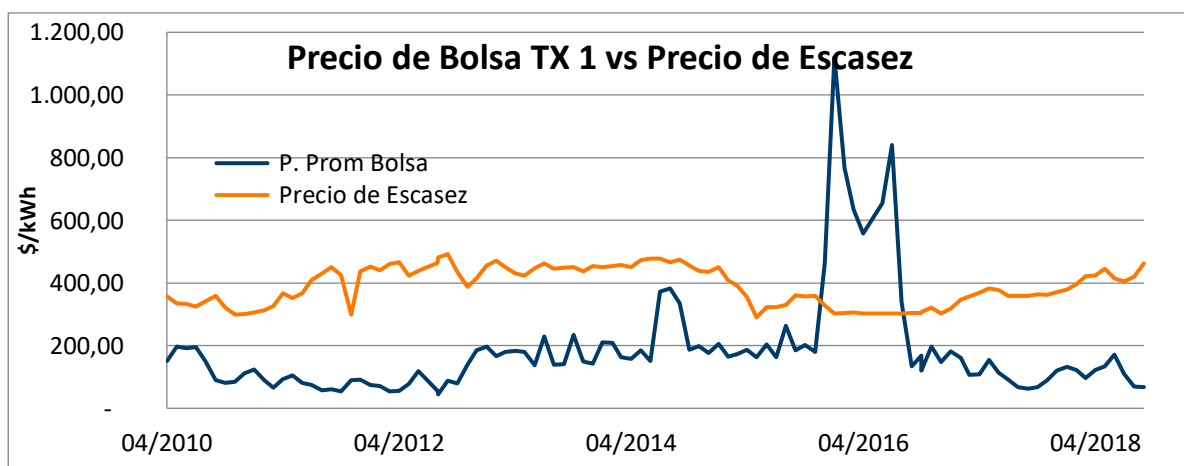


Ilustración 10. Precio de bolsa de energía, elaboración propia, datos tomados de XM

El mercado de mediano plazo, se basa en unas transacciones comerciales que son de carácter netamente financiero, acordados bajo negociaciones bilaterales de compra venta de energía entre generadores y/o comercializadores, estos contratos son liquidados y registrados ante el MEM pero son facturados por el comercializador respectivo.

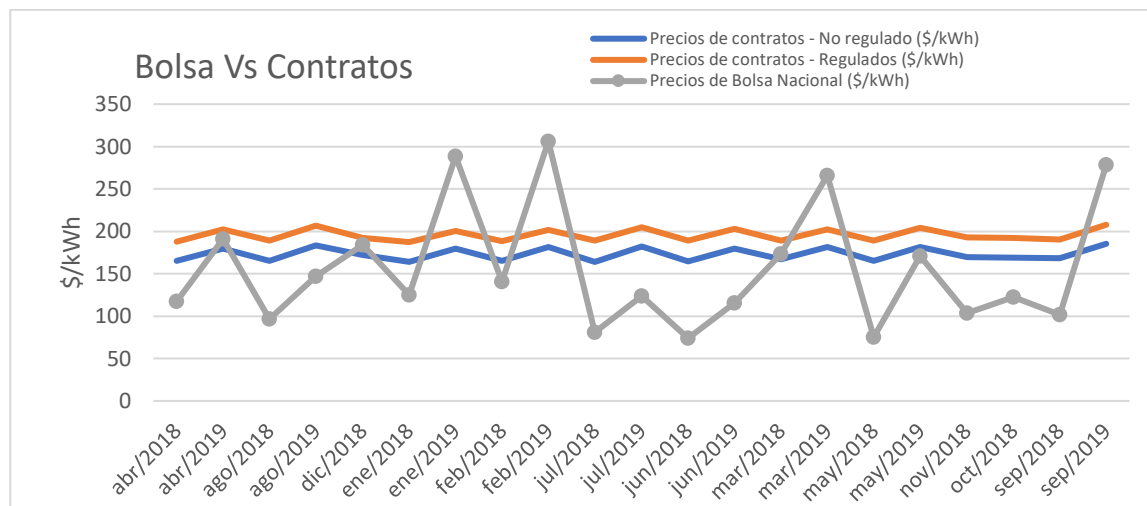


Ilustración 11 Precio de Bolsa Vs Contratos, datos tomados de XM

Cuando se habla del mercado de largo plazo, de entrada se debe discutir sobre el Cargo por Confiabilidad, un esquema estructurado por el gobierno nacional y los entes de control, que busca brindar un mecanismo de remuneración por parte de la demanda a aquellos generadores que sean capaces de garantizar una energía en firme, y que a su vez, permite viabilizar la inversión en activos de generación, ya que garantiza el cubrimiento de los costos fijos del generador y la atención de la demanda en condiciones críticas del sistema.

“El generador al que se le asigna una Obligación de Energía Firme (OEF) recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar dicha cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez” (Piñeros, 2018, pág. 45).

La asignación de las OEF entre generadores e inversionistas, se realiza mediante tres procesos diferentes, dependiendo del tipo de planta al cual se le asignará la obligación: subasta anual, asignación a prorrata de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) y subasta para generadores con periodos de planeación de entrada superiores a la subasta (GPPS).

El primer mecanismo, la subasta anual, es una subasta de reloj descendente en la que participan los generadores que buscan la asignación de OEFs y la demanda está representada por una función previamente determinada por la CREG. Si bien la regulación plantea una subasta anual, esta solo se lleva a cabo cuando el balance de la proyección de demanda y la energía firme contratada lo requiere. El segundo mecanismo permite la asignación de OEFs a plantas con ENFICC disponible para cubrir posibles faltantes de energía en firme para cada año. Finalmente, las subastas GPPS están destinadas a las plantas cuyo periodo de construcción es mayor al de planeación planteado para los proyectos que participan en la primera subasta.

### 2.4.3 Capacidad efectiva instalada y generación real:

Como se mencionó en la justificación, Colombia posee una matriz energética hidrotérmica como se evidencia en la tabla 1, la capacidad instalada está sustentada en un 69% por el recurso hídrico y un 30% por las alternativas térmicas. Por su lado, la generación eléctrica sigue este comportamiento, con un 86% de la generación efectiva anual



proveniente de centrales hidráulicas y el 13% de centrales térmicas, No obstante, la energía proveniente del recurso hidráulico puede variar mes a mes entre el 65% y el 90% de la demanda nacional, Lo que nos hace pensar que la generación térmica actúa como una “llanta de repuesto” a la generación hidráulica.

A partir del año 2013, este comportamiento ha venido teniendo un revés por causa del fenómeno del niño 2015-2016, cabe recordar que, si bien el fenómeno no fue declarado oficialmente sino hasta septiembre de 2015, los aportes hídricos tenían comportamientos inferiores a la media histórica, similares a los de un niño leve o moderado. Por esto es que se dice que la generación térmica es como la “llanta de repuesto” ya que estos déficits de energía fueron cubiertos con carbón, gas y diésel, durante el primer trimestre del año 2016, posterior a ese fenómeno intenso y prolongado, se tuvo un 48.6% de generación térmica.

Por otro lado, a raíz de estos sucesos en el año 2017 entra en funcionamiento la planta de regasificación del caribe, la cual permitió un aumento en la generación con gas natural proveniente del extranjero y redujo la especulación acerca de la posible escases de este recurso en el país.

Tabla 1 Capacidad efectiva anual 2017-2018 por recurso

Fuente de Energía	2017 (MW)	2018 (MW)	Participación (%)	Variación (%)
<b>RECURSOS DESPACHADOS CENTRALMETE</b>				
Hidráulicos	10.943	10.974	63.39%	0.28%
Térmicos	4.729	5.087	29.38%	7.57%
Gas	2.129	2.129	12.30%	0.00%
Carbón	1.329	1.612	9.31%	21.29%
Combustóleo	187	272	1.57%	45.45%
ACPM	774	766	4.42%	-1.03%
Jet1	46	44	0.25%	-4.35%
Gas-Jet A1	264	264	1.52%	0.00%
<b>RECURSOS NO DESPACHADOS CENTRALMENTE</b>				
Menores	948.35	1.049.39	6.14%	12.06%
Hidráulicos	779.13	859.07	4.98%	10.71%
Térmicos	141	171.9	0.99%	21.91%
Eólica	18.42	18.42	0.11%	0.00%
Solar	9.8		0.06%	0.00%
Cogeneradores	122.5	149	0.86%	21.63%
Autogeneradores	36	53.14	0.23%	10.67%
<b>Total, SIN</b>	<b>16.778.75</b>	<b>17.312.53</b>	<b>100.00%</b>	<b>3.18%</b>

Nota: Elaboración propia, datos tomados de XM

La capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) al finalizar el 2018 fue 17.312,53 MW, superior en 3,8% a la potencia instalada del año anterior. El año 2017 marca un hito en términos de diversificación, con la entrada en operación de la primera planta fotovoltaica en el país con una capacidad efectiva de 9,8 MW

Las plantas de generación despachadas centralmente son aquellas cuya capacidad efectiva neta registrada es igual o superior a 20 MW. Dichas plantas pueden participar en el despacho horario, ofertando cantidad y precio, junto a aquellas que estén dentro del rango de los 10 a 20 MW, las cuales tienen la opción de reclinar a este mecanismo dependiendo su capacidad de control y almacenamiento.

Por su lado, al observar la tabla 2. Se puede concluir que la generación efectiva para el año 2018 se ubicó en los 68.943GWh, con un crecimiento de la demanda energética nacional del 3,4% respecto al año 2017, Colombia no emite altas cantidades de CO2 a la atmosfera, ya que el 83,3% de la generación proviene de fuentes de energías renovables, dejando un 16,7% generado con no renovables, este porcentaje, como ya se mencionó, varía dependiendo las condiciones climáticas del año en curso, de esta manera, si se debe usar mucho la “llanta de repuesto” se emitirá mayor contaminación al ser la energía térmica la única opción para cubrir los déficits.

Tabla 2 Generación por tipo de recurso 2017-2018

Fuente de energía	Energía 2017 (GWh)	Participación (%)	Energía 2018 (GWh)	Participación (%)	Variación 2018 vs. 2017
<b>Fuentes de energía No Renovable</b>					
Combustible fósil	8,682.9	13.0%	11,510.7	16.7%	32.6%
Total No Renovable	8,682.9	13.0%	11,510.7	16.7%	32.6%
<b>Fuentes de energía Renovable</b>					
Biomasa	632.8	0.9%	729.8	1.06%	15.3%
Eólica	3.1	0.0%	43.4	0.06%	1314.2%
Hidráulica	57,343.0	86.0%	56,647.0	82.17%	-1.2%
Solar	5.4	0.0%	12.0	0.02%	122.7%
Total Renovable	57,984.2	0,87	57,432.3	83.3%	-1.0%
Total general	66,667.1	100%	68,943.0	100.0%	3.4%

Nota: Elaboración propia datos tomados de XM

Como es natural, las energías renovables al emplean recursos “inagotables” “abundantes” y “gratuitos” como fuente de generación son las tecnologías más económicas, y al ser el recurso hídrico el de mayor relevancia, será este el que inflencie más fuertemente el precio de bolsa de energía, así como de los precios de los contratos bilaterales, Al observar la ilustración 12 se evidencia la relación inversa que tiene los precios de bolsa con los aportes hídricos nacionales.

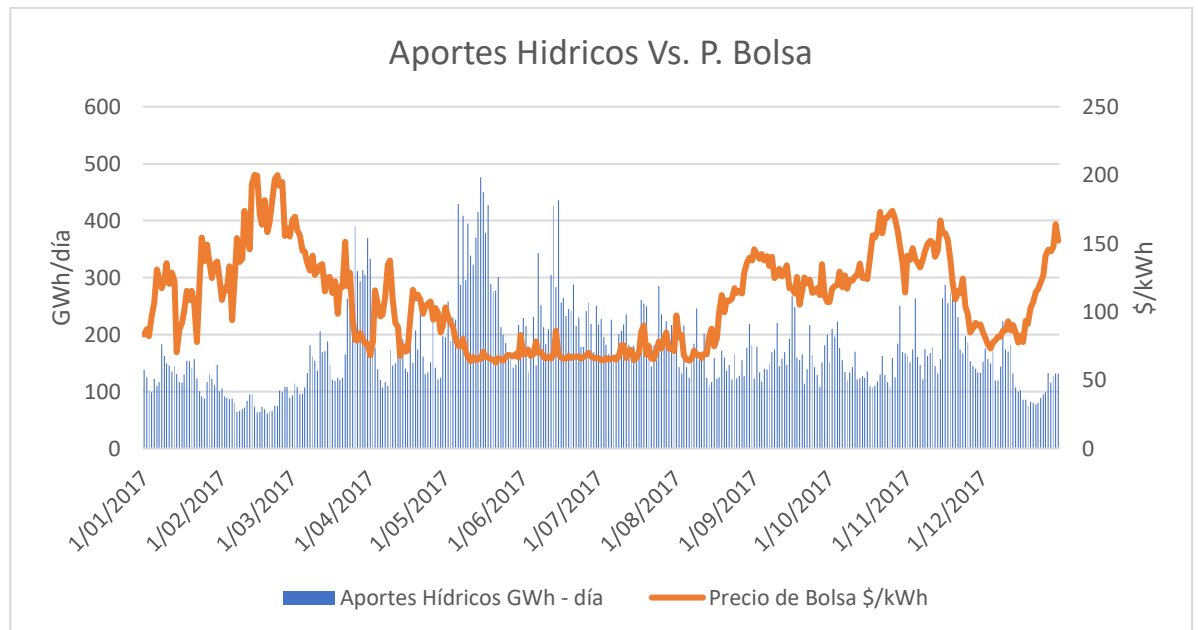


Ilustración 12 Precio de bolsa Vs aportes hídricos, datos tomados de XM

## 2.5 Demanda de energía.

Con el fin de establecer una meta de expansión o crecimiento, se debe tener en cuenta la demanda de energía eléctrica del sistema, ya que este será el indicador de la demanda o capacidad objetivo a cubrir.

La demanda de energía y el crecimiento económico han estado directamente relacionados desde que la humanidad aumento sustancialmente su productividad con la revolución industrial. De esta manera, a lo largo de los años, se ha incursionado en múltiples investigaciones para establecer la relación causal entre la demanda energética y el crecimiento económico.

En la ilustración 14. Se puede evidenciar como conforme se comporta el Producto Interno Bruto (PIB), las tasas de crecimiento de la demanda energética se ven afectadas, de esta manera, es clara la relación directa entre ambas variables. Una racha de buen crecimiento económico, significa más consumo, más producción, más industria, más confort, más población, por lo que los consumos de energía en dicho periodo serán creciente igualmente y viceversa.

Un país industrializado, con una economía intensiva en capital. Demanda altísimas cantidades de energía, debido a su sistema productivo, altamente tecnificado, de grandes dimensiones y bastos volúmenes de producción. Adicional, su densidad poblacional, la calidad de vida que esta exige y su campo en investigación requieren un sistema eléctrico robusto.

En Colombia, una de las funciones de la UPME es la de proyectar el crecimiento de la demanda de energía del país. La última proyección fue revisada en abril de 2018, realizada a partir de la expectativa de un crecimiento moderado en todos los sectores económicos. A analizar la ilustración 15 vemos que el ente planeador estima una demanda energética para Colombia cercana a los 74000GWh.

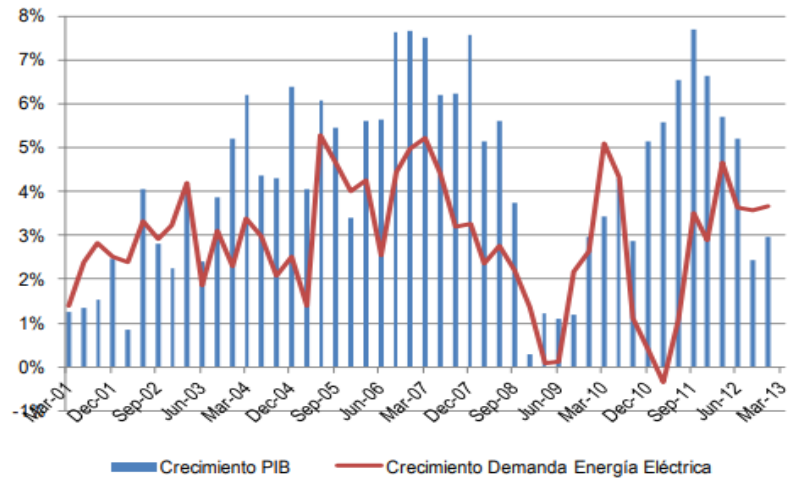


Ilustración 13 Crecimiento del PIB y la demanda energética, fuente: *Andrade & Aponte, 2013, p.11*)

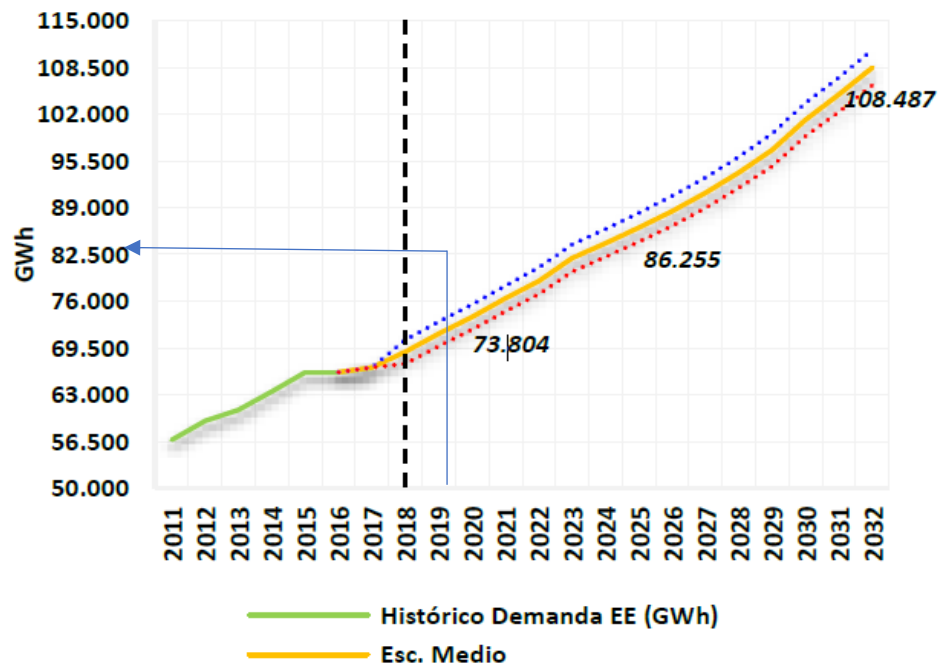


Ilustración 14 Proyección de demanda de energía eléctrica, Fuente: *(Andrade & Aponte, 2018, p. 13)*

### 3 Metodología

#### 3.1 Concentración en la matriz energética colombiana

Si se trae a colación la teoría económica, la concentración es una medida que concierne a la repartición de la producción en un mercado, exponiendo al monopolio como la industria más concentrada, de esta manera, cuando mayor es el número de empresas, menor es la concentración, por otro lado, la distribución del producto entre las empresas de la industria es un factor importantísimo a la hora de evaluar este indicador.

En base a la teoría de Cournot<sup>20</sup> el poder de mercado, que se define como la potestad que tiene una compañía de establecer precios superiores a los que hubiese en un mercado de competencia perfecta, la concentración es directamente proporcional a la concentración, de esta manera, una industria menos concentrada, posee menor poder de mercado.

Siguiendo por la línea de emplear las teorías económicas al mercado energético, se puede revisar que tan concentrada esta la matriz de energía de Colombia en términos de sus recursos naturales primarios y ver que tanta influencia tiene el recurso hídrico en la fijación de los precios.

Si se pone sobre la mesa la matriz energética de Alemania, país con uno de los mejores índices del trilema energético, metodología desarrollada por el consejo mundial de energía (WEC) para establecer los sistemas con mayor seguridad-resiliencia, equidad y sostenibilidad, junto con la matriz de Colombia, que no esta en el ranking de las mejores naciones con este índice, se podría realizar un contraste de la concentración de las matrices y las influencias de las diferentes tecnología de generación sobre cada mercado.

Haciendo uso del índice de Hirschman-Herfindahl para concentración.

$$H = 10.000 \sum_{i=1}^N S_i^2 \quad (6)$$

Donde:

S: es la participación del recurso en la matriz energética

N: número de tecnologías presentes en la matriz energética

Para el caso alemán, tenemos un H de 1.406, mientras que el caso colombiano se ubica en los 4.982, Lo que deja entrever lo que ya se sospechaba, Colombia posee un mercado tres veces y medio más concentrado, por ende, con mayor poder del mercado del recurso hidráulico que un país desarrollado como Alemania.

---

<sup>20</sup> Equilibrio de Cournot: teoría económica empleada para estudiar los mercados oligopólicos, donde las compañías compiten en las cantidades que van a producir, no existe colusión y toman decisiones al tiempo

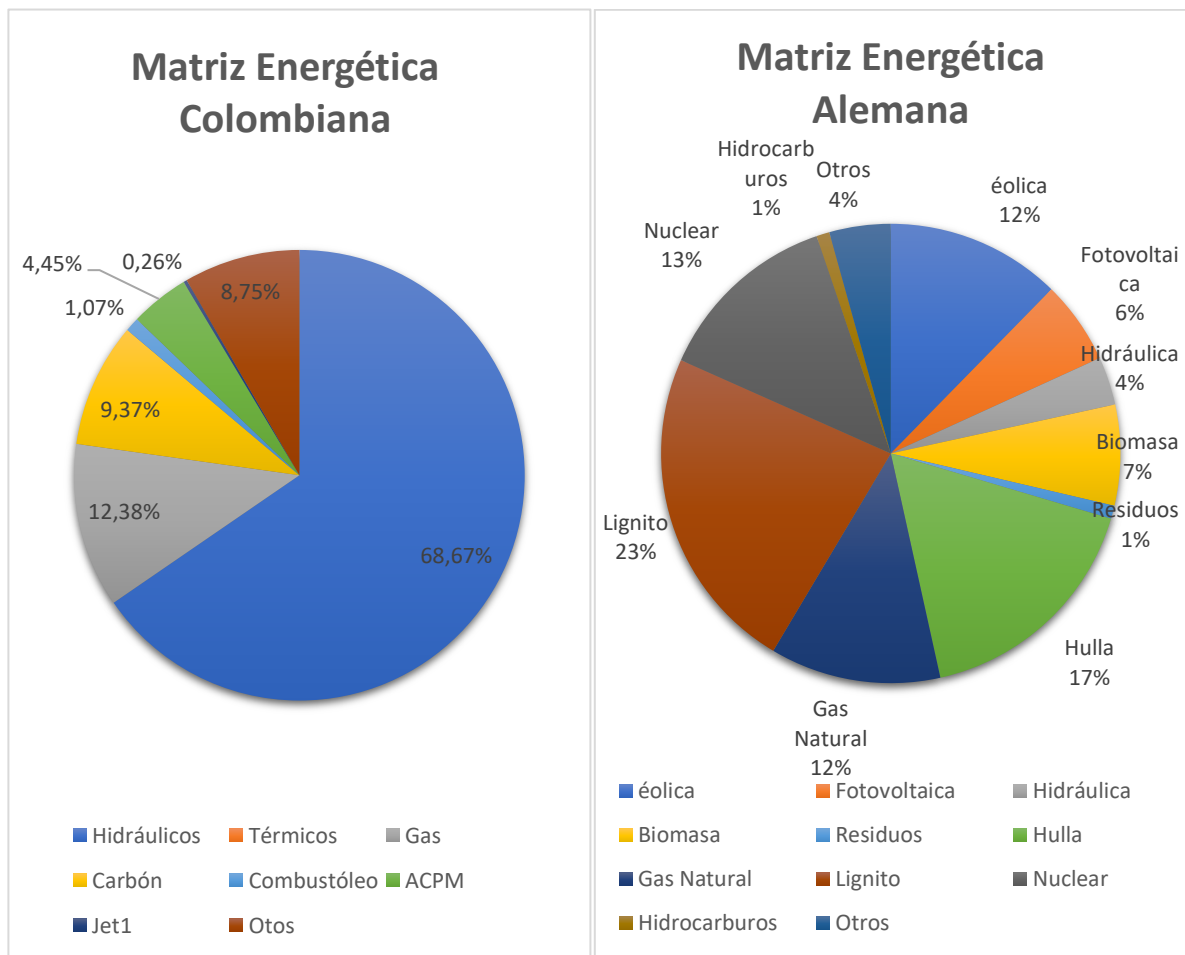


Ilustración 15 Matrices Energéticas de Colombia y Alemania, elaboración propia datos tomados de XM y de la revista de energía renovable.

### 3.2 Organización Industrial

Para establecer la viabilidad de realizar una inversión en el SIN, se debe caracterizar el mercado al que se entraría a participar, así como para tomar las mejores decisiones entorno a las variables a estudiar.

Como se discutió en la introducción, la energía eléctrica al ser un servicio público domiciliario se desarrolló de la mano de las empresas públicas, El suceso coyuntural se da gracias a la Ley 113 de 1928 donde se declaró la explotación hidroeléctrica como una preocupación de interés público nacional. La primera noción del SIN se da de manera descentralizada, cada región podía estructurar su compañía estatal, que generalmente estaban verticalmente integrada. Sólo una compañía pública de carácter nacional, ISA (Interconexión Eléctrica S.A.), intercambió electricidad entre los diferentes sistemas regionales.

Sobre los años 80, el sector sufrió una crisis que se desencadena en tarifas subsidiadas, corrupción, politización de las empresas y sobrecostos en los proyectos. No es sino hasta los años 90 que el gobierno busca la modernización del sector, dando apertura a la

participación de agentes privados. Estas reformas nacen con lo que se conoce como las leyes madres del sector:

- Ley 142 de 1994: Ley de servicios públicos domiciliarios.
- Ley 143 de 1994: Ley de electricidad.

Con las cuales se sientan las bases de lo que se conocería como el marco regulatorio y legal para un mercado competitivo. Es este momento en el que se empiezan a estructurar los monopolios, oligopolios y mercados competitivos que existen hoy en el mercado.

Si hacemos una clasificación en base a la cantidad de agentes registrados en XM para cada uno de los eslabones de la cadena productiva, y por tanto aquellos capacitados para participar en el SIN, nos encontraremos con un mercado que ha empezado como un monopolio y se ha tratado de llevar a un mercado en competencia.

La distribución, es un monopolio natural en cada una de las regiones, debido a que las redes de distribución son del operador de red incumbente y es inviable que otro actor haga las inversiones pertinentes para poder suministrar la energía, por tal motivo, son la única compañía prestando el servicio en sus regiones, Los principales agentes del mercado son: ENEL en Bogotá y Cundinamarca, Electricaribe en la costa Atlántica, Grupo EPM en Antioquia, Quindío, Santander, Norte de Santander y Caldas, EPSA en Valle del Cauca, Cauca y Tolima.

La transmisión, posee un comportamiento oligopólico, ISA como un papel protagónico, el Grupo Energía de Bogotá (GEB) antagónico y otros más pequeños como las Empresas Públicas de Medellín (EPM) con papel de extras.

La comercialización, por su lado, también tiene un comportamiento oligopólico, muy de la mano a la integración vertical que tendrá con los generadores (ver anexo 1)

Los Generadores, que son los agentes del mercado que nos atañen por tratarse de los inversionistas que dispondrán del capital para adelantar la expansión del parque generador. Tienen un carácter oligopólico, bastante concentrado.

Tabla 3 Principales generadores del mercado

Agente Generador	Generación GWh	Participación %
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	15,441.26	23,16%
ISAGEN S.A. E.S.P.	15,281.78	22,92%
EMGESA S.A. E.S.P.	14,835.89	22,25%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	4,022.30	6,03%
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	3,851.62	5,78%
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	3,704.19	5,56%
EMPRESA URRAS S.A. E.S.P.	1,627.16	2,44%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	1,022.74	1,53%
Total	66,667.01	100%

Nota: Elaboración propia, Datos tomados de XM

Si bien es cierto que el mercado de energía eléctrica tiene profundas integraciones verticales, con grupos empresariales como EPM o ENEL los cuales poseen participaciones en la mayoría de los escaños de la cadena productiva, fusiones verticales como sucede con el GEB y ENEL o las fusiones horizontales con los distribuidores pertenecientes al grupo EPM: Empresa de energía del Santander (ESSA), Centrales hidroeléctricas de Caldas (CHEC), Centrales eléctricas del Norte de Santander (ESSA) y la Empresa de energía del Quindío (EDEQ) y hasta absorción como hizo Codensa con la Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC).

La regulación establece límites que dan un parte de tranquilidad para el inversionista, acotando los inconvenientes de poder de mercado de estas organizaciones. Por ejemplo, ningún agente bajo la misma razón social puede desarrollar más de dos actividades de la cadena productiva, tampoco puede abarcar más de 25% de la demanda o la generación nacional.

Adicionalmente, si las barreras de entrada son una preocupación del inversionista, se debe tener claro que la UPME adjudica los proyectos que sean más favorables para la demanda y el SIN bajo una subasta pública con condiciones homogéneas para todos sus participantes.

Por otro lado, el gobierno nacional lanza en el 2001 la ley 697 con la intención de promover la inversión extranjera, con énfasis en la expansión de la capacidad energética, posteriormente, se hace entrever el interés nacional por los temas de las energías alternativas, hasta la llegada de la ley 1715 de 2014 que viabiliza los proyectos de energía renovable, al ofrecer ciertos beneficios tributarios, entre los que se encuentra:

- Reducción de hasta el 50% del valor del proyecto en RENTA
- Exclusión del IVA al proyecto.
- Exención arancelaria.
- Depreciación acelerada de los activos.

### **3.3 Desarrollo del Modelo, Portafolio Eficiente de Energía.**

Con base en la Tabla 3 Principales generadores del mercado, podemos inferir que el mercado de energía, por lo menos de corto y mediano plazo bajo un análisis de Cournot no es descrito apropiadamente, ya que los usuarios no son propiamente los tomadores de precio, ni establecen estratégicamente sus niveles de producción. sino más bien sigue un modelo de Stackelberg, donde las pequeñas empresas siguen el comportamiento de las grandes compañías, dando como resultado un sistema un tanto más competitivo, pero dependiendo de las condiciones del mercado, se pueden pasar a un modelo Bertrand, al considerar que los agentes les interesa cambiar los precios más rápidamente, con el fin de maximizar su beneficio cuando el mercado se lo permita sin tener que hacer grandes ajustes sobre su producción. ver ilustración 5.

Por tal motivo, se descartó emplear las series de los cierres de oferta de los generadores en la bolsa de energía, o de los registros de contratos entre agente y usuarios finales. ya que este precio no refleja realmente los precios de generación, sino que responden a estrategias comerciales emanadas de las distorsiones del momento, sumados a los costos fijos y variables propios de cada central.

Las metodologías empleadas por los diferentes autores como Alejandro Lucio(2019), Shimon Awerbuch y Martin Berger (2003), Paula Ferreira y Jorge Cunha (2012) se han



aplicado al planeamiento energético desde hace más de 20 años, con las siguientes características generales:

- Los retornos del portafolio de generación se asocian con los costos asociados a cada tecnología, entre los cuales esta inversión inicial, operación y mantenimiento, nomina etc. Por lo que el uso de costos nivelados de energía (LCOE) son empleados para poder realizar una comparación entre las diferentes tecnologías referente a este aspecto.
- El riesgo usualmente modelado es el riesgo de precio al que está inmerso la tecnología para su funcionamiento, este es calculado como la varianza de los precios de los combustibles.
- Las energías renovables son modeladas usualmente como activos sin riesgo, debido a que éstas no utilizan combustibles.
- Por su estructura, los modelos de portafolio eficiente tienen como ventaja principal que hacen una evaluación integral de todas las tecnologías y de las sinergias que podrían existir entre ellas, para así determinar una composición óptima que diversifique el riesgo y aproveche las posibles complementariedades existentes (Lucio, 2019, p. 40).

Para el caso colombiano, buscando integrar las principales tecnologías que hoy están presentes en el mercado y partiendo de lo propuesto por autores como Alejandro Lucio (2019) y Shimon Awerbuch (2003) para las realidades propias del país, se desarrollará la metodología fundamentada en la teoría de portafolios, se buscará minimizar los costos para maximizar los retornos y así trasladarle a la demanda una prestación del servicio económica y eficiente.

El riesgo, como se detalló en la caracterización del mercado, se dividirá principalmente en riesgo de mercado, y riesgo de precio, respondiendo a la necesidad de buscar un servicio económico pero ininterrumpido (confiabilidad), de esta manera, se ponderarán ambos tipos de riesgo.

Inicialmente, el modelo se planteará sin una demanda objetivo a satisfacer. Por el contrario, el problema de optimización únicamente busca la composición porcentual de los portafolios eficientes.

Adicional a lo contemplado por los autores ya mencionados, se va a incorporar una evaluación al riesgo de suministro, como ya se evidencio, Colombia al poseer una matriz poco diversificada, ante fenómenos climáticos agresivos puede entrar en peligro de limitación de suministro, por tal motivo se ponderarán ambos riesgos.

En base a la ecuación 1 se plantea un problema de optimización para determinar la frontera eficiente de portafolios donde se definen las métricas: En primer lugar, la función de retornos se asoció con el costo nivelado de energía promedio ponderado ( $LCOE_{avg}$ ) del portafolio:

$$LCOE_{avg} = \sum_{i=1}^N S_i * LCOE_i \quad (7)$$

Con

$$\sum_{i=1}^N S_i = 1 \quad (8)$$

$$0 \leq S_i \leq 1$$

Donde  $S_i$  es el peso de la tecnología  $i$  en el portafolio,  $LCOE_i$  es el costo nivelado de energía de la tecnología  $i$ , y  $N$  es el número de tecnologías.

Se utilizarán dos métricas de riesgo y se establecerá en base a la ecuación 2 el cálculo de este, primero se formulará el riesgo de suministro del portafolio  $p$  ( $\sigma_{p,s}^2$ ) se define así:

$$\sigma_{p,s}^2 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N S_i * S_j * \rho_{ij,s} * \sigma_{i,s} * \sigma_{j,s} \quad (9)$$

Donde  $S_i$  es el peso de la tecnología  $i$  en el portafolio,  $\rho_{ij,s}$  es el coeficiente de correlación entre las series de disponibilidad de las tecnologías  $i$  y  $j$ , y  $\sigma_{i,s}$  es la desviación estándar de la serie de disponibilidad de la tecnología  $i$ .

El riesgo de precio del portafolio  $p$  ( $\sigma_{p,pr}^2$ ) se define así:

$$\sigma_{p,pr}^2 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N S_i * S_j * \rho_{ij,pr} * \sigma_{i,pr} * \sigma_{j,pr} \quad (10)$$

Donde  $S_i$  es el peso de la tecnología  $i$  en el portafolio,  $\rho_{ij,pr}$  es el coeficiente de correlación entre las series de precio de las tecnologías  $i$  y  $j$ , y  $\sigma_{i,pr}$  es la desviación estándar de la serie de precio de la tecnología  $i$ .

El riesgo general ( $\sigma_p^2$ ) se define así:

$$\sigma_p^2 = \omega_s * \sigma_{p,s}^2 + \omega_{pr} * \sigma_{p,pr}^2 \quad (11)$$

Con

$$\omega_s + \omega_{pr} = 1$$

$$0 \leq \omega_s, \omega_{pr} \leq 1$$

Donde  $\omega_s$  corresponde al peso asociado al riesgo de suministro y  $\omega_{pr}$  corresponde al peso asociado al riesgo de precio.

Una vez definidas las métricas (y las restricciones asociadas a las mismas), se puede plantear resumir el problema de optimización:

$$\min \sigma_p^2 \quad (12)$$

Sujeto a:

$$LCOE_{avg} = k$$

Esto es, se minimiza el riesgo general mientras se fija el costo nivelado promedio del portafolio a un valor constante.

### 3.4 Datos:

El modelo recibe 4 variables principales de entrada: costos, series de disponibilidad de recurso, series de precios, y pesos para el cálculo del riesgo.

- Para definir los costos, se emplean los costos nivelados de energía (LCOE) calculados en Renewable Power Generation Costs in 2018 (IRENA, 2019) y en el informe Levelized Cost of Energy Analysis (Lazard, 2018)

- Tabla 4 LCOE

Tecnología	LCOE (USD/kWh)	LCOE (COP/kWh)
Solar FV	0,085	280,5
Eólica	0,056	184,8
Hídrica	0,047	155,1
Bioenergía	0,062	204,6
Térmica gas ciclo combinado	0,074	244,2
Térmica Carbón	0,062	204,6
Térmico combustóleo	0,18	594

Fuente: (IRENA, 2019) y (Lazard, 2018)

- Se extrae del portal BI de XM las series de generación real para el periodo segundo semestre de 2017 hasta el 06 de octubre de 2019 (XM, 2019)
- Se extrae de la página web Investing.com las series de precio del gas natural Spot, precio del barril del petróleo West Texas Intermediate (WTI) y de la tonelada de carbón térmico internacional. (Investing, 2019)

Adicional, se emplean los siguientes supuestos:

- Las energías renovables no poseen riesgo de precio como ya se menciona
- Las tecnologías de generación térmica a partir de combustibles fósiles poseen un riesgo de suministro bajo ya que las centrales tienen garantizado el suministro del recurso, adicional, tienen reservas del combustible: térmicas a gas poseen gasoductos y regasificación en caso de problemas con el gas nacional, térmicas a carbón tienen patios de almacenaje del recurso extensos, sin contar que el país está lleno de carbón etc. La varianza se da por unos supuestos de entrada en mantenimiento
- Se le otorga un peso de 40% al riesgo de suministro, ya que el sistema siempre posee una sobre instalación que sopesa esta problemática, por lo tanto, el riesgo de precio se pondera a un 60%

### 3.5 Cálculo del VAR

Para calcular el riesgo máximo al que se vería enfrentado el inversionista, se empleará el valor en riesgo (VAR), con una metodología paramétrica, desarrollada sobre la volatilidad dinámica y fundamentada en la técnica del gráfico de promedio móvil ponderado exponencialmente (EWMA) debido a que esta le da una mayor ponderación a los últimos datos, que reflejan la actualidad del mercado, como se mencionó con anterioridad, los precios y por ende las rentabilidades se mueven principalmente con factores climáticos y especulativos que son propios de cada periodo de estudio.

Para tal fin se emplearon los siguientes supuestos:

- Como se observa en la ilustración 14 se espera un crecimiento estimado de la demanda de energía de alrededor del 3,6%, lo que nos daría una energía a cubrir de 2.482GWh/año.
- Factor de decaimiento de 94%
- Nivel de confianza del 95% ósea un F de 1.6448
- Tiempo de un día
- El riesgo de cualquier portafolio va a converger a la bolsa de energía para el mismo periodo evaluado (01/07/2017 al 06/10/2019), por tal motivo se toman los datos de la bolsa de energía de Colombia (XM, 2019)

Con base es la ecuación 4 tenemos:

$$\sigma_t^2 = \sum_{i=1}^t (1 - \gamma) - \gamma^{i-1} * r^2$$

$$\sigma_t^2 = 1,0002\%$$

$$S = 2.482\text{GWh} * 1000000 * 368.92\$/\text{kWh} = 915640265160$$

$$\text{VaR} = S * \sigma_{\text{activo}} * F * \sqrt{t}$$

$$\text{VaR}\% = -16,450\%$$

$$\text{VaR}\$ = -\$150.624.301.155$$

Esto quiere decir, que la máxima pérdida posible que tendrá el portafolio al día siguiente de la entrada en operación de las centrales (empieza su despacho económico) será de 150.624 millones de pesos, lo que corresponde a una pérdida del 16,4% acorde a la inversión inicial estimada y los riesgos calculados a partir de la varianza dinámica de los precios de bolsa de energía.

#### 4 Resultados

Tabla 5 Matriz de varianzas covarianzas para el riesgo de precio

+	Solar FV	Eólica	Hídrica	Bioenergía	Térmica gas ciclo combinado	Térmica Carbón	Térmica combustóleo
Solar FV	-	-	-	-	-	-	-
Eólica	-	-	-	-	-	-	-
Hídrica	-	-	-	-	-	-	-
Bioenergía	-	-	-	-	-	-	-
Térmica gas ciclo combinado	-	-	-	-	20.918.603	17.281.575	13.338.481
Térmica Carbón	-	-	-	-	17.281.575	726.696.328	64.882.039
Térmica combustóleo	-	-	-	-	13.338.481	64.882.039	448.843.473

Nota: Elaboración propia

Tabla 6 Matriz de varianzas covarianzas para el riesgo de suministro

Vemos que el carbón es el combustible con mayor varianza y por ende de mayor riesgo de precio, por otro lado, como era de esperarse existe correlación entre ellos al poseer una demanda en común y verse influenciados por la tasa de cambio.

Riesgo Precio	Solar FV	Eólica	Hídrica	Bioenergía	Térmica gas ciclo combinado	Térmica Carbón	Térmica combustóleo
Solar FV	216.020.678	598.165.646	14.511.132.587	28.218.616.983	116.544	655.866	198.550
Eólica	598.165.646	7.738.606.695	86.185.961.638	314.596.631.818	652.112	192.015	3.327.524
Hídrica	14.511.132.587	86.185.961.638	71.053.074.692.622	31.566.400.746.746	48.133.749	50.390.781	335.516.247
Bioenergía	28.218.616.983	314.596.631.818	31.566.400.746.746	45.966.151.961.968	48.412.118	16.524.072	115.340.794
Térmica gas ciclo combinado	116.544	652.112	48.133.749	48.412.118	23.524	2.184	873
Térmica Carbón	655.866	198.550	50.390.781	16.524.072	82.210	82.210	3.275
Térmica combustóleo	198.550	3.327.524	335.516.247	115.340.794	873	3.275	34.849

Nota: Elaboración propia

La matriz de riesgos de suministro, claramente muestra lo que se ha venido planteando a lo largo de este documento, la generación hidráulica, posee la mayor varianza y por ende el mayor riesgo de suministro, esto, debido a la alta sensibilidad que esta tecnología presenta a las condiciones y fenómenos climáticos. Algo similar sucede con la generación a partir de biomásas, que depende de la producción del proceso madre de donde se extrae su materia prima. La energía solar fotovoltaica y eólica claramente dependen de la “luz” y el “viento” recursos naturales renovables que presentan disponibilidades aleatorias. Las tecnologías convencionales térmicas, poseen un riesgo muy bajo en este aspecto, solo contemplado por mantenimientos ocasionales que se deban efectuar.

Una vez calculadas las matrices de riesgo, se puede realizar el problema de optimización, acorde lo descrito en el marco metodológico, dando como resultado que el riesgo mínimo se encuentra con una desviación estándar de 3125 a un retorno esperado de 12.4933544 kWh/USD, este punto se puede evidencia en la columna subrayada de la tabla 7 y en el punto color rojo de la ilustración 17.

Tabla 7 Frontera eficiente

$\sigma$	$\mu$
5.793	13,8925399
4.993	13,8089276
4.193	13,7089393
3.393	13,4933544
3.125	12,4933544
4.287	11,4933544
4.767	11,161421
5.869	10,45

Nota: Elaboración propia

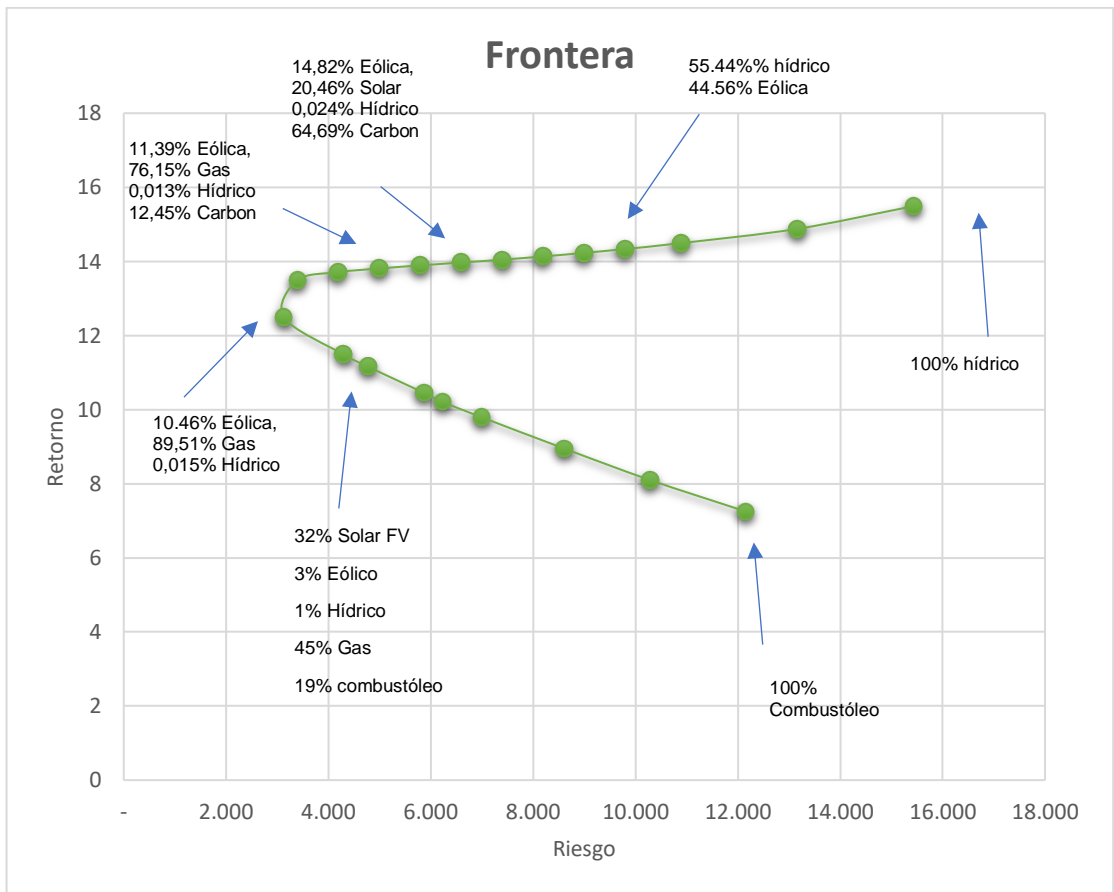


Ilustración 16 Frontera eficiente, Fuente: elaboración propia.

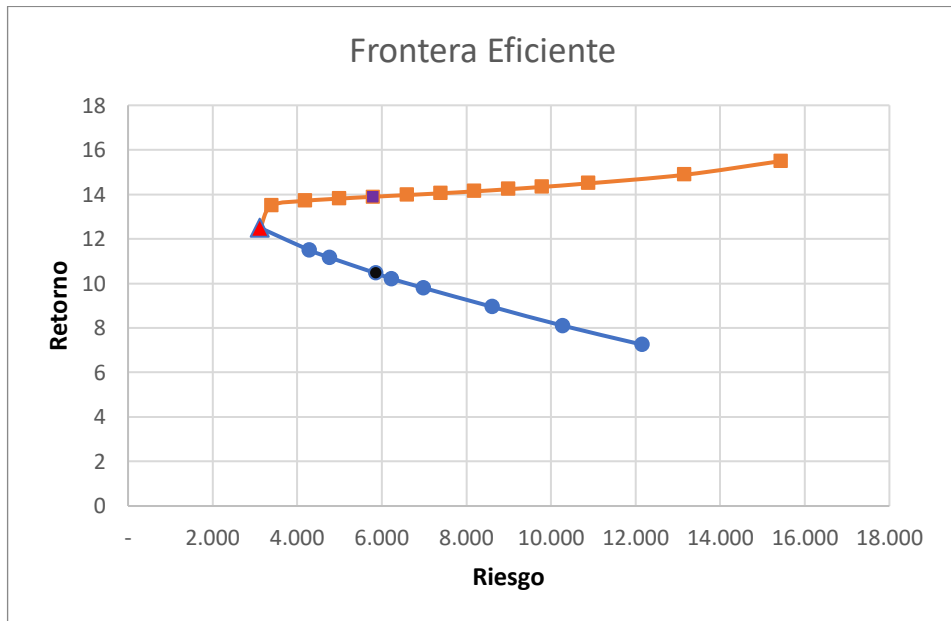


Ilustración 17 Frontera eficiente, fuente: elaboración propia

Una vez se corre el modelo de optimización para cada uno de los puntos que conforman la frontera, se pueden encontrar los portafolios correspondientes a cada nivel de riesgo y retorno descritos en esta, La pregunta de ¿cuál es el portafolio idea? No es fácilmente solucionable, ya que la frontera nos brinda múltiples opciones de portafolios, que serán mejores o peores dependiendo la aversión al riesgo que tenga el inversionista, en este caso el en planeador o generador.

De lo que si se puede estar seguro es que todos los puntos sobre la línea naranja de la ilustración 17 (del punto triangular rojo hacia arriba) corresponde a aquellos portafolios que integran la denominada frontera eficiente. También nos muestra que de estar contemplando invertir en los portafolios representados en la ilustración 17 por los puntos negro y azul, se debe escoger el azul, ya que ambos tienen el mismo riesgo, pero el portafolio “negro” da una rentabilidad menor.

Si el inversionista desea obtener los mayores retornos posibles, la frontera le dice que invierta todo su capital en proyectos hidráulicos, pero que a la vez el sistema estaría sometido al mayor riesgo posible. Contrario, si hay algún agente caprichoso que ignore la lucha contra el cambio climático y desee invertir todo su capital en centrales con combustibles líquidos percibirá la menor rentabilidad posible, con un riesgo alto (ver ilustración 16)

Por el contrario, si la UPME o el agente generador hiciese un ejercicio juicioso, buscaría que sus inversiones estuviesen en portafolios como:

- 11,39% Eólica. 76,15% Gas. 0,013% Hídrico. 12,45% Carbón. Que tiene un retorno de 13,8089 kWh/\$ y un riesgo de 4993
- 55,44% hídrico. 44,56% Eólica, Que tiene un retorno de \$/kWh14,3348 y un riesgo de 9793

Si definitivamente, se quiere correr el mínimo riesgo, la recomendación sería que invirtiese de la siguiente manera:

- 10,46% Eólica, 89,51% Gas 0,015% Hídrico, Que representaría un retorno de 12,4933 a un riesgo de 3125

Pero como este trabajo busca la diversificación de la matriz energética, el portafolio, ubicado en la zona óptima, que incorpora la mayor cantidad de tecnologías y que además, no son las dominantes en la matriz será el siguiente:

- 14,82% Eólica. 20,46% Solar. 0,024% Hídrico. 64,69% Carbón. Que tiene un retorno de 14,0471kWh/\$ y un riesgo de 7393

Estos resultados se pueden evidenciar en las ilustraciones 16 y 17.

En base a la ilustración 14. Al estimar un escenario de expansión del 33% al 2025 de la capacidad instalada, correspondiente a unos 5.713MW de potencia, se revalida la matriz energética para el portafolio que nosotros consideramos más adecuado para mejorar la resiliencia, dando como resultado una mejora significativa del índice de Hirschman-Herfindahl

El índice paso de 4307,22 en el 2018 a 2955,5 en el 2025 (datos resaltados en verde en la tabla 8) lo que representa en una mejora del 68,6% del índice y acerca a la nación a estándares de países desarrollados como Alemania con un H=1406

Tabla 8 Revalidación de la matriz energética colombiana

Fuente de Energía	2018 (MW)	2025 (MW)	Participación (%) 2018	Participación (%) 2025	S^2 2018	S^2 2025
<b>RECURSOS DESPACHADOS CENTRALMETE</b>						
Hidráulicos	10.974	10.975	63,39%	47,65%	40,183%	22,701%
Térmicos	5.087	8.783	29,38%	38,13%		
Gas	2.129	2.129	12,30%	9,24%	1,513%	0,854%
Carbón	1.612	5.308	9,31%	23,04%	0,867%	5,309%
Combustóleo	272	272	1,57%	1,18%	0,025%	0,014%
ACPM	766	766	4,42%	3,33%	0,195%	0,111%
Jet1	44	44	0,25%	0,19%	0,001%	0,000%
Gas-Jet A1	264	264	1,52%	1,15%	0,023%	0,013%
<b>RECURSOS NO DESPACHADOS CENTRALMENTE</b>						
Menores	1049,39	3075,0718	6,14%	13,35%		
Hidráulicos	859,07	859,07	4,98%	3,73%	0,248%	0,139%
Térmicos	171,9	171,9	0,99%	0,75%	0,010%	0,006%
Eólica	18,42	865,21811	0,11%	3,76%	0,000%	0,141%
Solar	9,8	1178,8837	0,06%	5,12%	0,000%	0,262%
Cogeneradores	149	149	0,86%	0,65%	0,007%	0,004%
Autogeneradores	53,14	53,14	0,23%	0,23%	0,001%	0,001%
<b>Total SIN</b>	<b>17312,53</b>	<b>23.035</b>	<b>100.00%</b>	<b>3.18%</b>	<b>4307,22</b>	<b>2955,50</b>

Nota: Elaboración propia



## 5 Conclusiones:

- La generación térmica, no solo posee problemas ambientales, sino que se evidenció que existen un riesgo de precio importante debido a la variabilidad de precio.
- Al poseer una demanda común, el precio de los combustibles puede estar estrechamente relacionado entre sí.
- La hidroelectricidad, al ser tan sensible a los fenómenos climáticos es uno de las tecnologías que más influyen en la matriz de riesgo del sistema.
- El recurso de las biomásas, presenta altas varianzas, ya que su recurso madre depende de factores externos como el de la producción.
- La energía solar fotovoltaica, es una tecnología que hasta ahora esta tomando fuerza en el país y que ha dado buenos resultados en el poco tiempo que lleva instalada.
- La energía eólica posee variaciones propias de las corrientes de aire, que suelen ser de correlación negativa con otras fuentes como la fotovoltaica y la hidráulica.
- Los precios a los que puede llegar el mercado, sumado a la sobreinstalación nos llevaron a concluir que es más sensible el riesgo de precio que el de suministro para el sistema eléctrico colombiano
- Un portafolio de generación de energía eléctrica, no solo se puede modelar como un portafolio de inversión, sino que se le pueden adaptar múltiples teorías económicas, autores como Shimon Awerbuch (2003) y James Stirling (1998) lo demuestran en sus trabajos.
- Una metodología basada en la teoría de portafolios de Markowitz, adaptada para el mercado energético, brinda no solo un portafolio ideal, sino que, al optimizar la relación de los posibles retornos y riesgos, genera una serie de combinaciones eficientes.
- La elaboración de una frontera eficiente de Markowitz supone una investigación ardua sobre todo en el levantamiento de datos, ya que se debe calibrar un modelo a las realidades propias de cada región.
- Al revalidar la matriz energética de Colombia con lo que seria el escenario de expansión dado por uno de los portafolios considerados óptimos por el modelo, se pudo mejorar el índice Hirschman-Herfindahl y por tanto, se demuestra que un portafolio considerado eficiente, puede contribuir a mejorar la resiliencia del sistema eléctrico nacional.
- La conformación de los portafolios eficientes de menor riesgo, están conformados por múltiples tecnologías y en su mayoría, de fuentes de energía renovables no convencionales (ver anexo 4)
- En una eventual adjudicación de subasta de energías renovables, el sistema vería reducidos sus costos en tarifas, ya que como se evidencia en la ilustración 16, entre mayor rentabilidad brinda la frontera eficiente, mayor recurso renovable empleo y por ende mayor beneficio traslado al sistema (sin contar los ambientales)
- Todas las combinaciones que se dan sobre el segmento eficiente de la frontera tienen una ponderación predominante de fuentes de energía renovable.
- La energía eólica nos brinda un buen nivel de riesgo a una rentabilidad aceptable, ya que esta presente en los portfolios de la primera sección de la curva.
- La implementación de energía no convencionales como la solar fotovoltaica y la bioenergía aún son costosas para sistema, pero se encuentran muy cerca del punto de inflexión, se espera que con el desarrollo tecnológico que abarate el costo y las nuevas tecnologías de almacenamiento permitan que estas tecnologías se incorporen más eficientemente en la matriz energética.

- Tecnologías como el carbón o el combustóleo que son altamente contaminantes, poseen un riesgo acotado, ya que la cola inferior de la curva, es más corta que la superior y por ende posee un riesgo menor. No obstante, es cierto que brindan confiabilidad al sistema, pero en la mayoría de portafolios están ubicadas siempre por debajo de la curva eficiente.
- Es natural que la matriz energética nacional sea dominada por el recurso hidráulico ya que las rentabilidades más altas se encuentran cobijadas por este recurso.
- Si bien es cierto que las centrales hidroeléctricas brindan las mayores rentabilidades, también someten al sistema al mayor riesgo.
- En la inflexión de la curva se dan la mayor cantidad de combinaciones entre las tecnologías, evidenciando que al realizar una buena mezcla en términos generales se llega a los mismos niveles de riesgo y rentabilidad, mientras se puede contribuir en buena medida a los problemas de resiliencia.
- El gas natural, aparece en todos los portafolios cercanos al punto de inflexión de la grafica de la ilustración 16, lo que nos hace pensar que es una opción interesante para el mercado, ya que no es muy costosa, asegura su suministro con la desgasificadora y en temas ambientales no es tan agresiva.
- El sistema eléctrico nacional necesita diversificarse para no tener precios tan volátiles.
- Los entes regulatorios y de control han hecho un gran esfuerzo en mejorar la confiabilidad y controlar el monopolismo, con medidas como poner topes de participación en el mercado.
- El máximo nivel de riesgo al que se vería enfrentado un portafolio de energía sería del \$150.624.301.155 al día siguiente de entrar en el mercado, lo que quiere decir, que debe estar preparado para perder esa suma de dinero o ganar el 84% más en rentabilidades.
- Colombia ha tenido un sistema eléctrico en evolución, que se preocupa cada vez más por aspectos técnicos que garanticen la seguridad del sistema, en temas de mercado que garanticen la sana competencia y la sostenibilidad, ya que en los últimos años es donde han aparecido los sistemas renovables.
- El estudio de la economía es transversal a muchas disciplinas, dándole un componente enriquecedor.

## 6 Referencias Bibliográficas

- Awerbuch, S., & Martin, B. (2003). *Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making*. Paris: International Energy Agency.
- Brealy, R., & Myers, S. (2000). *Principles of Corporate Finance*. McGraw-Hill.
- Castro, N., & Ramírez, P. (2015). *DESEMPEÑO DE LOS MERCADOS BURSÁTILES DE LOS PAÍSES QUE INTEGRAN MILA FRENTE A LOS MERCADOS DE ESTADOS UNIDOS, INGLATERRA Y JAPÓN CON UNA VISIÓN RETROSPECTIVA EN EL PERIODO 2007 - 2014*. Bogotá: Universidad Santo Tomas.
- Ferreira, P., & Cunha, J. (2012). *On the use of MPT to derive optimal RES electricity generation mixes*. Lisboa: University of Minho.
- Heising, F., & Mohr, F. (2016). *Costo de abatimiento de nueva energía (LACE) y costo de desarrollo de la energía (LCOE): La nueva forma de determinar la entrada de nuevas tecnologías al sistema*. Santiago: PONTIFICA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE.
- Hickey, E., Carlson, L., & Loomis, D. (2010). *Issues in the Determination of the Optimal Portfolio of Electricity Supply Options*. USA: Energy Policy.
- Investing. (08 de 10 de 2019). *Investing mercados*. Obtenido de investing.com: <https://es.investing.com/>
- IRENA. (2019). *Renewable Power Generation Costs in 2018*. Abu Dhabi: Internacional Renewable Energy Agency.
- Lazard. (2018). *LAZARD'S Levelized Cost of Energy Analysis-Version 12.0*. LAZARD.
- Lemos, S. (2011). *Optimización del portafolio de generación dro-térmico en el Mercado Eléctrico Colombiano*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia .
- Lemos, S. (2011). *Optimización del portafolio de generación hidro-térmico en el Mercado Eléctrico Colombiano*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- Liu, M., & Wu, F. (2007). *Portfolio optimization in electricity markets*. Hong Kong: University of Hong Kong.
- Lucio, A. (2019). *Plan Maestro de Infraestructura de el Salvador*. El Salvador: BID.
- Markowitz, H. (1952). Portfolio Selection. *Journal of Finance Vol VII*, 77-91.
- Nohora Garcia Lopez. (2019). El pasado del sector eléctrico colombiano y sus desafíos actuales. *Portafolio* .
- Paredes, J., & Ramirez, J. (2017). *Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia*. Bogotá : BID.
- Perdomo, A. (2018). Concentración y poder de mercado. (pág. 10). Bogotá: Escuela Colombina de ingeniería Julio Garavito.
- Piñeros, A. (2018). *Documento Base de Comercialización*. Bogotá: Óptima Consultores SAS.
- Rodehorst, A., & Bennear, L. (2007). *Evealuating expected electric generation technology cost and risk*. Duke University.

- Romero, C. (2011). *La teoría moderna del portafolio: un ensayo sobre sus formaciones originales y sus repercusiones contemporáneas*. Bogotá: Universidad externado de Colombia.
- Stirling, A. (1998). On the Economics and Analysis of Diversity. *Electronic Working*, Paper No. 28.
- Tola, M. (2015). Applying modern portfolio theory to plant electricity planning in Albania. *European Scientific Journal*, 11(10).
- XM. (08 de 10 de 2019). *XM expertos en mercados*. Obtenido de Portal BI XM: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>

## 7 Anexos

### Anexo 1 Usuarios por agente comercializador.

Comercializador	Mercado No Regulado + Alumbrado		Mercado Regulado*	
	No. Fronteras a final del año	Energía Fronteras (GWh)	No. Fronteras a final del año	Energía Fronteras (GWh)
ISAGEN	280	328.1	0	-
EEPPM	1125	344.0	3	1.4
EMGESA S.A.	799	276.7	0	-
ELECTRICARIBE	1087	172.0	16	1.1
GECELCA S.A. E.S.P	12	115.2	0	-
EMCALI EICE ESP	325	87.2	13	0.6
VATIA S.A.	145	17.5	3562	56.3
PROELECTRICA	2	64.6	0	-
DICEL	231	43.2	2324	19.7
EPSA (PACIFICO)	562	68.9	234	0.3
ENERTOTAL	57	10.3	1896	28.0
ENERGISOCIAL	0	-	1040	26.1
ENERCOSTA	53	60.0	0	-
CODENSA	2	19.9	68	0.0
CENS(N.SANTANDER)	132	14.5	223	0.4
ENERTOLIMA	76	13.5	0	-
E.M.S.A. E.S.P.	78	11.7	0	-
ELECTROHUILA	142	10.0	0	-
EEP (PEREIRA)	47	10.3	19	0.3
CHEC S.A. E.S.P.	80	9.3	0	-
RUITOQUE	35	3.3	122	3.8
EBSA (BOYACA)	127	6.8	0	-
ENERGIA EFICIENTE	201	6.3	0	-
ESSA(SANTANDER)	42	5.7	4	2.0
ITALENER	21	6.0	0	-
CETSA(TULUA)	29	4.9	1	0.2
CEO S.A.S. ESP	47	3.9	0	-
ENERGIA Y AGUA	31	4.2	0	-
CEDENAR	25	3.3	0	-
EEC - E.S.P.	11	2.7	0	-
<b>Total</b>	<b>5941</b>	<b>1738.8</b>	<b>9667</b>	<b>144.1</b>

Nota: Elaboración propia, datos tomados de XM

Anexo 2 Participación de agentes generadores.

<b>Agente Generador</b>	<b>Generación GWh</b>	<b>Participación %</b>
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	1.61	0,00%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	1.77	0,00%
GEDEN S.A.S. E.S.P.	0.34	0,00%
GENERADORA COLOMBIANA DE ELECTRICIDAD S.C.A. E.S.P.	2.40	0,00%
GENERPUTUMAYO S.A.S. E.S.P.	2.98	0,00%
GENERSA S.A.S. E.S.P.	3.04	0,00%
GRUPO GELEC S.A.S. E.S.P.	0.48	0,00%
TERMOPIEDRAS S.A. E.S.P.	0.28	0,00%
AXIA ENERGIA S.A.S. E.S.P.	6.00	0,01%
BIOGAS DOÑA JUANA S.A.S. E.S.P	3.99	0,01%
CCG ENERGY S.A.S. E.S.P.	4.41	0,01%
DICELER S.A. E.S.P.	6.67	0,01%
EMPRESA MULTIPROPOSITO DE CALARCA S.A. E.S.P.	6.81	0,01%
ENERGETICA S.A. E.S.P.	6.48	0,01%
GENERCOMERCIAL S.A.S E.S.P	6.73	0,01%
TERMO MECHERO MORRO S.A.S E.S.P	7.41	0,01%
TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	9.36	0,01%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	13.09	0,02%
ENERCO S.A. E.S.P.	15.95	0,02%
ENERGIA RENOVABLE DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	15.04	0,02%
RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	13.19	0,02%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	22.87	0,03%
IAC ENERGY S.A.S. E.S.P.	21.65	0,03%
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CONCORDIA S.A.S. E.S.P	26.21	0,04%
RIOPAILA ENERGÍA S.A.S E.S.P.	26.56	0,04%
TERMOVALLE S.A.S. E.S.P.	26.36	0,04%
HZ ENERGY S.A.S. E.S.P.	41.45	0,06%
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	39.25	0,06%
CEMEX ENERGY S.A.S E.S.P.	58.98	0,09%
ENERGIA DEL RIO PIEDRAS S.A. E.S.P.	60.81	0,09%
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL EDÉN S.A.S. E.S.P.	69.00	0,10%
GENERADORA ALEJANDRIA S.A.S. E.S.P.	69.38	0,10%
GENERADORA LUZMA S.A. E.S.P.	63.66	0,10%
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	81.00	0,12%
RISARALDA ENERGIA S.A.S. E.S.P.	109.99	0,16%
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P.	112.88	0,17%
PROYECTOS ENERGETICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	136.66	0,20%

EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	148.89	0,22%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	169.73	0,25%
CELSIA S.A E.S.P.	326.25	0,49%
TERMOTASAJERO DOS S.A. E.S.P.	327.18	0,49%
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	329.19	0,49%
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	347.99	0,52%
LA CASCADA S.A.S. E.S.P	446.59	0,67%
CENTRAL TERMOELECTRICA EL MORRO 2 S.A.S. E.S.P.	463.54	0,70%
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	483.62	0,73%
VATIA S.A. E.S.P.	840.74	1,26%
ZONA FRANCA CELSIA S.A E.S.P.	942.37	1,41%
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	963.23	1,44%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	1,022.74	1,53%
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	1,627.16	2,44%
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	3,704.19	5,56%
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	3,851.62	5,78%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	4,022.30	6,03%
EMGESA S.A. E.S.P.	14,835.89	22,25%
ISAGEN S.A. E.S.P.	15,281.78	22,92%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	15,441.26	23,16%
Total	66,667.01	100,00%

*Nota: Elaboración propia, datos tomados de XM  
Anexo 3 Puntos de la frontera eficiente*

s	m
5.331.157	21,2765965
4.739.282	20,8974196
4.147.408	20,5182386
3.555.534	20,1390442
2.963.659	19,759836
2.371.785	19,3806004
1.779.911	19,0013101
1.188.036	18,6218834
596.162	18,2419116
43.676	17,4933544
20.164	16,4933544
15.436	15,4933544
13.161	14,8789178
10.886	14,4933544

9.793	14,334804
8.993	14,2298743
8.193	14,133763
7.393	14,0471178
6.593	13,9692689
5.793	13,8925399
4.993	13,8089276
4.193	13,7089393
3.393	13,4933544
<b>3.125</b>	12,4933544
4.287	11,4933544
4.767	11,161421
5.869	10,45
6.232	10,2068405
6.987	9,79684048
8.607	8,94858349
10.280	8,10032651
12.149	7,25206952
14.218	6,40381254
16.411	5,55555556

*Nota: Elaboración propia*

#### Anexo 4 Conformación de los portafolios

Portafolio	Solar FV	Eolica	Hydro	Bioenergía	Térmica gas ciclo combi	Térmica Carbon	Termina fuil Oil
1	0,000%	0,000%	100,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
2	0,000%	11,089%	88,911%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
3	0,000%	22,178%	77,822%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
4	0,000%	33,267%	66,733%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
5	0,000%	44,357%	55,643%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
6	0,000%	55,447%	44,553%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
7	0,000%	66,539%	33,461%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
8	0,000%	77,636%	22,364%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
9	0,000%	88,748%	11,252%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
10	0,000%	78,592%	0,120%	0,000%	0,000%	21,288%	0,000%
11	20,463%	14,822%	0,024%	0,000%	0,000%	64,691%	0,000%
12	0,000%	11,757%	0,016%	0,000%	70,338%	17,889%	0,000%
13	0,000%	11,387%	0,013%	0,000%	76,149%	12,451%	0,000%
14	0,000%	10,791%	0,015%	0,000%	86,758%	2,435%	0,000%
<b>15</b>	<b>0,000%</b>	<b>10,466%</b>	<b>0,015%</b>	<b>0,000%</b>	<b>89,519%</b>	<b>0,000%</b>	<b>0,000%</b>



16	0,000%	8,704%	0,012%	0,000%	91,284%	0,000%	0,000%
17	0,000%	6,784%	0,010%	0,000%	93,206%	0,000%	0,000%
18	28,2%	0,6%	0,0%	0,0%	46,3%	0,0%	24,8%
19	31,914%	2,830%	0,015%	0,011%	45,294%	0,000%	19,935%
20	51,272%	2,026%	0,030%	0,037%	20,711%	0,000%	25,924%
21	32,872%	0,000%	0,022%	0,035%	27,558%	0,000%	39,513%
22	39,055%	0,000%	0,024%	0,037%	12,067%	0,000%	48,816%
23	40,841%	0,000%	0,027%	0,043%	0,000%	0,000%	59,088%
24	27,231%	0,000%	0,017%	0,028%	0,000%	0,000%	72,724%
25	13,621%	0,000%	0,008%	0,013%	0,000%	0,000%	86,359%
26	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	100,000%

Nota: La columna en rojo representa el portafolio con menor riesgo, de este punto hacia arriba se hallarán los puntos por encima del portafolio mínimo y viceversa, Fuente: elaboración propia.

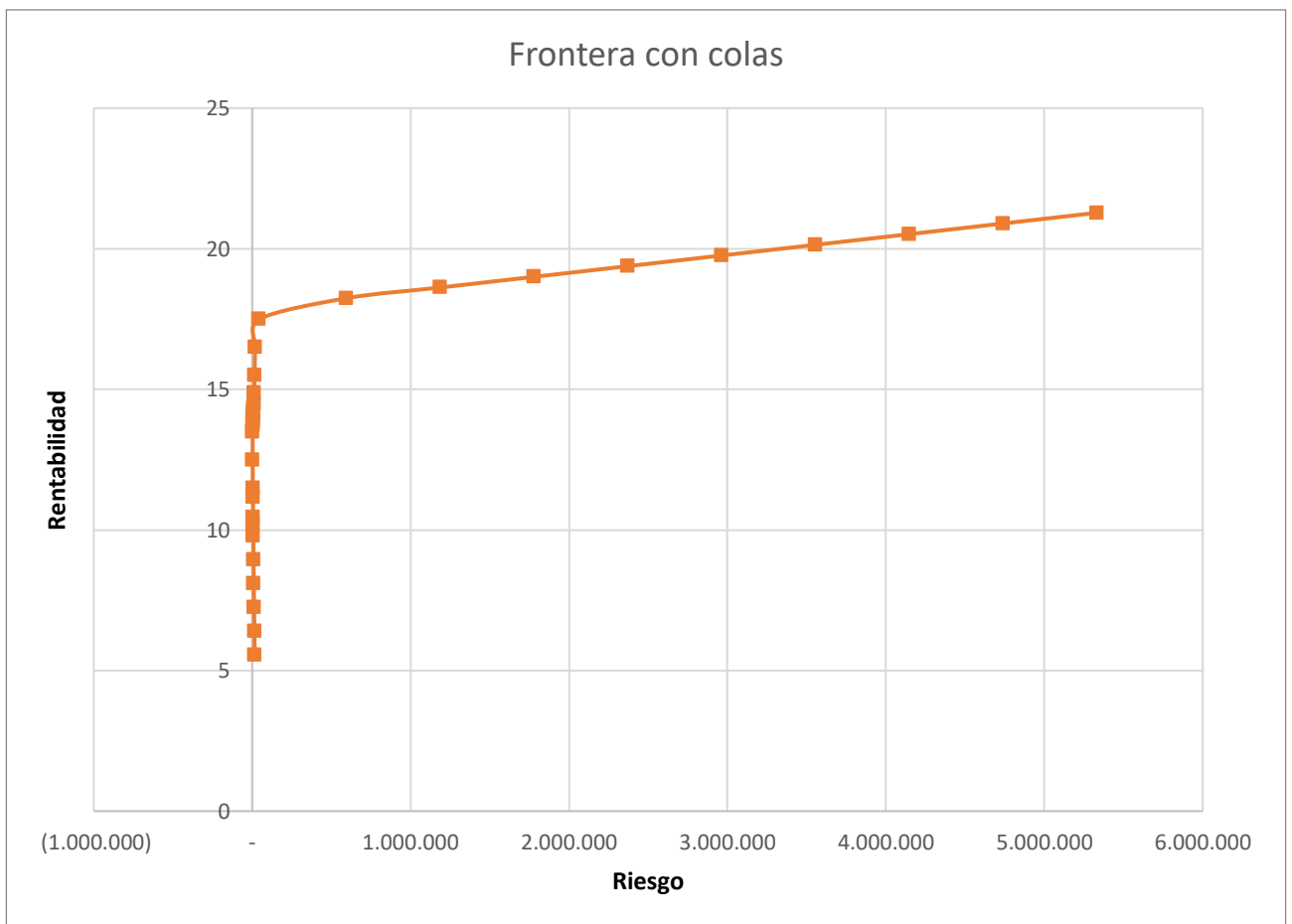


Ilustración 18 Frontera eficiente completa Nota: Elaboración propia