

**ESTUDIO COMPARATIVO DE VIABILIDAD FINANCIERA ENTRE UN SISTEMA
DE ENERGÍA HIDRÁULICO Y UN SISTEMA DE ENERGÍA COMPLEMENTARIO
(HIDRÁULICO Y EÓLICO)**

CORONADO MIRANDA CRISTHY MERYANNA

cmcoronadm@eafit.edu.co

DEL RÍO VARILA DAVID ALEJANDRO

darv@eafit.edu.co

ASESOR

JUDITH CECILIA VERGARA GARAVITO

**UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE ECONOMÍA Y FINANZAS
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA
BOGOTÁ D.C.**

2019

CONTENIDO

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	3
ÍNDICE DE TABLAS	4
ÍNDICE DE ECUACIONES	5
1. INTRODUCCIÓN	7
2. MARCO TEÓRICO.....	9
2.1 ACERCA DEL SECTOR ENERGÉTICO	9
2.1.1 Determinación de disponibilidad comercial y cargos aplicados a los generadores	20
2.1.2 Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER)	25
2.1.3 Matriz energética colombiana.....	26
2.1.4 Complementariedad energética	33
2.2 ACERCA DE LOS INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	34
2.2.1 Valor presente neto (VPN)	34
2.2.2 Tasa interna de retorno modificada (TIRM).....	38
3. METODOLOGÍA.....	39
3.1 Características técnicas de la central hidroeléctrica X y el parque eólico Y	42
3.2 Desarrollo del estudio	43
3.2.1 Supuestos del parque eólico Y	52
3.2.2 Valor presente neto	55
3.2.3 TIR modificada	59
3.2.4 Análisis de sensibilidad	59
4. RESULTADOS	60
4.1 Análisis de sensibilidad.....	65
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	67
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69
7. ANEXOS	79
7.1 Otros conceptos central hidroeléctrica X (en millones de COP).....	79
7.2 Generación kWh por mes parque eólico Y, costos O&M en USD, TRM (USD/COP) y costos O&M en COP.....	80
7.3 Otros conceptos parque eólico Y (en millones de COP).....	83
7.4 Otros conceptos sistema complementario (en millones COP).....	84

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Tensión nominal de operación.....	22
Ilustración 2. Capacidad efectiva por tecnología en MW	27
Ilustración 3.Total mundial de la capacidad hidroeléctrica instalada (GW) a 2014	28
Ilustración 4. Variación anual capacidad instalada mundial 2007-2017	30
Ilustración 5. Curva de Potencia Aerogenerador SG 2.1-114	31
Ilustración 6. Precio promedio de bolsa (\$/kWh) y aportes hídricos en kWh	43
Ilustración 7. Comparación entre aporte hídrico río A y generación central hidroeléctrica X versus precio promedio de bolsa y contratos central hidroeléctrica X	44

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Cálculo de margen comercial y margen bruto.....	41
Tabla 2. Comportamiento del Fenómeno ENOS.....	42
Tabla 3. Características de los sistemas de generación.....	42
Tabla 4. Asignación OEF 2009-2016	46
Tabla 5. Información histórica IPP en los Estados Unidos.....	47
Tabla 6. Resultados cálculo precio OEF 01/2009-11/2012 (USD/mWh).....	48
Tabla 7. Precio OEF 12/2012 – 12/2016 (USD/mWh)*	48
Tabla 8. Generación real central hidroeléctrica X (kWh).....	49
Tabla 9. Precio CERE histórico \$/kWh	50
Tabla 10. Costos de inversión inicial parque eólico Y	52
Tabla 11. Costos totales O&M parque eólico Y	53
Tabla 12. Depreciación anual equipos de generación parque eólico Y	54
Tabla 13. Rotación promedio sector ciclo de efectivo.....	55
Tabla 14. Cálculo del Ke	58
Tabla 15. Margen comercial y bruto central hidroeléctrica X (en millones de COP)	61
Tabla 16. Margen comercial y margen bruto sistema complementario (en millones de COP).....	62
Tabla 17. Capital invertido central hidroeléctrica X (en millones de COP).....	63
Tabla 18. Flujo de caja central hidroeléctrica X (en millones de COP)	63
Tabla 19. Capital invertido central sistema complementario (en millones de COP)	64
Tabla 20. Flujo de caja sistema complementario (en millones de COP).....	64
Tabla 21. VPN y TIRM comparativo entre sistemas	65
Tabla 22. Análisis de sensibilidad	66

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. VPN.....	35
Ecuación 2. Cálculo del VPN.....	35
Ecuación 3. Cálculo del WACC.....	36
Ecuación 4. Cálculo de K_e	36
Ecuación 5. Cálculo de BL.....	37
Ecuación 6. Cálculo de Bu.....	37
Ecuación 7. Cálculo de K_d	37
Ecuación 8. Cálculo de Valor de Continuidad.....	38
Ecuación 9. Cálculo de TIRM	39
Ecuación 10. Cálculo de Reconciliación Positiva.....	45
Ecuación 11. Cálculo de Cargo por Confiabilidad.....	46

RESUMEN

Observando los datos históricos de una planta hidroeléctrica de 1000 MW durante el periodo 2009 al 2016, se identificó una pérdida en el ingreso anual como resultado de la influencia del fenómeno ENOS en sus tres estados (Niño, Niña y Neutro). El objetivo de la investigación consistió en evaluar el comportamiento de los ingresos del generador agregando un sistema complementario de generación de energía eólica y efectuando una comparación financiera de los dos escenarios a través de la metodología de valoración del flujo de caja libre calculando el Valor Presente Neto y la TIR Modificada de cada uno. El resultado arrojó que la pérdida fue mitigada por la generación del parque eólico de 400 MW, reduciendo las compras de la energía faltante en bolsa dado el déficit del recurso hídrico requerido para cumplir los contratos a largo plazo.

Palabras clave: Fenómeno de El Niño, fuentes no convencionales de energía renovable, complementariedad energética, margen comercial

ABSTRACT

Through the historical data from a Hydro Plant of 1000 MW during the period 2009 to 2016, it was identified a loss in the annual income as a result of the influence of the ENOS phenomenon in its three levels: Niño, Niña and Neutro. The objective of the investigation is to evaluate the behavior of the incomes of the Generator adding a complementary of wind power and develop a financial comparison of both scenarios using the Free Cash Flow calculating the Net Present Value and the Modified IRR for each of these. The results showed that the loss was mitigated with the generation of the wind park of 400 MW, reducing the purchasing of energy in the spot market as a result of the deficit of the hydro resource to fulfill the long-term contracts.

Keywords: El Niño climate Phenomenon, unconventional renewable energy sources, energy complementarity, commercial margin

1. INTRODUCCIÓN

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) firmada en 2015 definió una estrategia para hacerle frente a la problemática del cambio climático. Colombia, como país miembro de la Convención, adoptó el compromiso férreo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, pese a que el país aporta solo el 0,46% de las emisiones de sus pares industrializados. En caso de que no se implementen medidas efectivas, para el 2030 se pronostica un aumento hasta del 50% en las emisiones. Según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2015), a pesar de los pronósticos aquí expuestos, en Colombia no existía una voluntad real del gobierno de eliminar ciertas barreras que permitan la penetración de energías renovables no convencionales para el año 2015.

En el documento sobre la integración de las energías renovables no convencionales en Colombia emitido por la UPME (2015) se establecen las principales motivaciones del sector energético para no impulsar este tipo de proyectos. Una de las razones principales está relacionada con el potencial de yacimientos fósiles para ser explotados que hay en la región. En el 2015 el país aún no había encontrado una motivación fuerte para reemplazar en la oferta energética nacional la participación de los combustibles fósiles. No obstante, esta perspectiva ha cambiado debido a las fuertes coyunturas afrontadas por el gobierno durante los Fenómenos de El Niño presentados en los períodos 2009-2010 y 2015-2016, en los que el país se enfrentó a un riesgo de crisis energética similar a la que se había presentado en 1992, cuando los embalses de las centrales hidroeléctricas no lograron afrontar las dificultades surgidas por los reducidos aportes hidrológicos con los que se contaba por causa de la sequía. Adicionalmente, en los últimos años se experimentó un alza en los precios de subasta de energía, debido a la falta de seguimiento del Gobierno a la inversión del dinero desembolsado a los generadores térmicos de Colombia por concepto de cargo por confiabilidad, y al error en la estimación del precio de escasez, que condujo a que para algunos generadores cumplir con sus obligaciones

de energía firme resultara en pérdidas, dada la volatilidad en la valoración de los combustibles líquidos.

Por lo anterior, según la UPME (2015), en los últimos cuatro años se ha evidenciado un cambio en la voluntad política y regulatoria para incentivar la integración de este tipo de energías limpias (tecnologías sin emisión de CO₂), y retirar las barreras naturales del mercado, en términos de incentivos erróneos (asignación de cargo por confiabilidad), financiamiento (metodologías de valoración de riesgo de inversión para este tipo de proyectos), competencia imperfecta (posición dominante de los generadores actuales), prejuicio tecnológico (adopción de nuevas tecnologías) y factores regulatorios (no existía regulación que permitiera paridad de participación).

A mediados del 2018, el Ministerio de Minas y Energía (2018) expidió la *Resolución 40791*, por medio de la cual se definió la implementación de un mecanismo de promoción de contratos bilaterales para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el mercado de energía mayorista.

Aunque son muchos los estudios en los que se evalúa la complementariedad energética con el potencial eólico que tiene la Alta Guajira, el propósito de estas investigaciones se ha enfocado en estudiar la generación en el período 2009-2016, lo cual de manera implícita considera una variación en los resultados dada la incertidumbre del régimen de vientos en cada año. Por ello, el presente estudio considera imperativo evaluar el comportamiento histórico de la generación (asociado a la variación del recurso) y, por consiguiente, proporcionarles las herramientas adecuadas a los inversionistas y agentes operadores que proyectan obtener retornos futuros a partir de inversiones en el sector energético.

La metodología propuesta en este estudio consiste en comparar los ingresos de un generador hidráulico durante la incidencia de las distintas etapas del fenómeno ENOS (El Niño-Oscilación del Sur), que comprende El Niño, La Niña y Normal, en

el período 2009-2016, y evaluar la variación de su rentabilidad cuando se modifica el portafolio energético con la construcción y operación complementaria de una planta eólica que ayude a mitigar la pérdida cuando no se cuenta con el recurso principal (régimen de lluvias) para atender los compromisos de energía pactados.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 ACERCA DEL SECTOR ENERGÉTICO

El esquema eléctrico que se venía desarrollando en el país desde antes de la promulgación de la Constitución Política de 1991 estableció un modelo de mercado poco eficiente e insostenible, debido a la inversión pública en infraestructura necesaria para atender la demanda creciente. La financiación de esta inversión condujo a un aumento de la deuda del Gobierno en un sistema costoso que no atendía las necesidades de todos los segmentos de la población. Finalmente, la crisis energética de 1991 (donde se registraron pérdidas que ascendieron a USD 630 millones, especialmente en las pequeñas y medianas empresas) emitió la última señal que necesitaba el Gobierno para implementar las bases de una reforma integral para el sector.

Dado lo anterior, por medio de la *Ley 142* (Congreso de la República de Colombia, 1994) el gobierno Nacional definió las bases para la creación de un mercado competitivo, donde se establecieron las reglas de participación de los agentes privados interesados en prestar los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. Con la emisión de esta ley se regula el funcionamiento del nuevo mercado eléctrico colombiano y se define el concepto de mercado de energía mayorista (MEM), en donde su operación está suscrita según las condiciones económicas de libre oferta y demanda.

En esta reforma regulatoria, tal como lo expresan el estudio de Fedesarrollo *El mercado de la energía eléctrica en Colombia: Características, evolución e impacto sobre otros sectores* (Santa María y otros, 2009):

Se abrieron las puertas a la participación privada en toda la cadena de valor, se estableció la regulación independiente y se introdujo competencia en generación y principios de operación comercial en transmisión y distribución, entre los aspectos más importantes de la reforma. Partiendo del supuesto de que la competencia en el segmento de generación iba a producir un servicio de buena calidad y de manera eficiente, se creó un mercado mayorista que busca la formación de precios a mínimo costo, mediante declaraciones de cantidades y costos de cada generador (una subasta). Adicionalmente, las redes se comenzaron a regular como monopolios naturales que enfrentan incentivos para reducir sus costos y preservar niveles aceptables de calidad. Así mismo, con la reforma, se mantuvo el esquema de subsidios cruzados para los hogares más pobres, que complementan aportes directos del Estado, para asegurar que la población de menores ingresos reciba el servicio pagando muy poco, pero manteniendo unos precios que reflejan los costos. Es decir, asegurando la viabilidad financiera de las firmas de distribución. Dicho de otra manera, el nuevo modelo está basado en el principio de que la inversión y la gestión de todos los negocios asociados a la prestación del servicio de energía eléctrica deben responder a criterios empresariales de eficiencia y remuneración que surgen de la competencia, con restricciones de solidaridad. (pp. 7-8).

Las actividades que se desarrollan en este mercado son las siguientes: generación, transmisión, distribución, comercialización, regulación y operación que se describen a continuación.

- **Generación:** actividad económica relacionada con la producción de energía a través de un recurso disponible (viento, agua, sol, combustibles fósiles o cualquier otra fuente que permita su transformación). Según lo explica el documento *Una visión del mercado eléctrico colombiano* (UPME, 2004), los generadores se dividen en:

- *Generadores con plantas entre 10 y 20 MW*, pueden optar por someterse al despacho central a voluntad.
 - *Generadores con plantas mayores de 20MW* y generación diferente a filo de agua (no cuentan con un sistema de almacenamiento del recurso) conectadas al sistema están obligados a ofertar en la bolsa y se despachan centralmente, según la *Resolución 25 de 1995*, de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG, 1995a).
 - *Autogeneradores*, aquellas personas naturales y jurídicas que generan para atender su propia demanda y solo usan la red pública como respaldo de su propio sistema.
 - *Cogeneradores*, son los generadores que utilizan un proceso de producción combinada de energía (eléctrica y térmica) para suplir una demanda industrial propia o a terceros. Los cogeneradores pueden participar en el MEM solo si cumplen con todos los requisitos de la CREG (UPME, 2004).
- **Transmisión:** servicio que consiste en el transporte de energía desde las plantas generadoras a una muy alta tensión (> 220 kV), con el propósito de evitar las pérdidas en el sistema, dadas las extensas longitudes (redes regionales) que deben recorrer hasta los sitios de consumo. Los transmisores serán remunerados según una metodología que reconoce la inversión en equipos e infraestructura para garantizar el servicio. Adicionalmente, los Trasmisores deben permitirle el libre acceso a su infraestructura a cualquier usuario o generador, solo si cumple con la normatividad emitida por la CREG para acceder a la conexión (UPME, 2004).
 - **Distribución:** transporte de energía desde la infraestructura de alta tensión hasta el usuario final, a una carga menor de 220 kV (redes locales). Los sistemas de distribución se clasifican según los niveles de tensión a los cuales estarán conectados los activos de conexión (líneas de transmisión y subestaciones eléctricas). Los ingresos que se reconocen a los distribuidores resultan del cobro

que se les gestiona a todos los agentes que accedan a la red por concepto de cargo por conexión y cargo por uso de la red (UPME, 2004).

- **Comercialización:** Actividad de compra y venta de energía, donde se establecen contratos de suministro. Este servicio lo prestan aquellos intermediarios que alinean con los agentes de generación, transmisión y distribución las necesidades de los usuarios finales de energía. La comercialización se desarrolla en dos mercados independientes, dada la naturaleza del usuario y lo establecido en la *Ley 143 de 1994* (Congreso de Colombia, 1994):
 - *Usuario no regulado:* persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente.
 - *Usuario regulado:* persona natural o jurídica, cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

En relación con los entes regulatorios y administrativos que definió la *Ley 142 de 1994* (Congreso de la República de Colombia, 1994) se establecieron los siguientes roles y responsabilidades:

- **Regulación**
 - *Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):* según el artículo 10 del *Decreto 2119 de 1992* (Ministerio de Minas y Energía, 1992), se determinó que por medio de este ente de control, reconocido como una Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, se establecerán los requerimientos energéticos del país, promulgando una política de expansión del Sector Eléctrico, a través del desarrollo convenientemente de las fuentes energéticas convencionales y renovables. En cuanto a la operación del sistema, su principal función es garantizar la libre competencia del mercado, el acceso de los agentes

comercializadores a las redes de transmisión y fijar las tarifas de reconocimiento de servicios para usuarios regulados. Adicionalmente, es responsable de establecer los mecanismos de evaluación del mercado de hidrocarburos, minerales y energía.

- *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSP)*: en el artículo 330 de la *Constitución Política de Colombia* (1991) se le adjudicó a este organismo de carácter técnico la responsabilidad de establecer las políticas generales de administración, control y vigilancia a las entidades que prestan los servicios públicos en el territorio colombiano.
- *Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)*: la *Ley 143 de 1994* (Upme, 1994) reguló las funciones de esta unidad administrativa especial en materia de planeación de los requerimientos energéticos futuros de la demanda del país. Dado lo anterior, la actualización del *Plan de Expansión Energético* debe considerar el desarrollo de energías no convencionales para su ingreso en la matriz energética nacional. Por otro lado, este organismo debe evaluar la viabilidad financiera de exportación de recursos mineros y energéticos en función de su impacto social y económico en el país.
- **Operación**
 - *Centro Nacional de Despacho (CND)*: su responsabilidad es la planeación y coordinación sobre la operación de todos los activos de generación, transmisión y distribución que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Adicionalmente, debe planificar los ciclos de mantenimiento de las centrales de generación y las líneas de interconexión y transmisión.
 - *Administrador del Sistema de Intercambio Comerciales (ASIC)*: su función principal es registrar las fronteras comerciales y los contratos de energía

a largo plazo. Adicionalmente, debe liquidar, facturar, cobrar y pagar todos los contratos que se transan en la bolsa.

- *Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC)*: liquida y factura todos los rubros relacionados con el uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional. Operativamente, está encargado de implementar las medidas de mitigación para reducir las pérdidas del sistema.

Dado que el alcance del presente estudio solo se centra en la actividad de generación del MEM en su enfoque hidráulico y eólico, a continuación, se profundiza en los acuerdos, el funcionamiento, la liquidación y los costos asociados a la operación de este segmento.

- **Contratos bilaterales:** la *Resolución 020 de 1996* (CREG, 1996) establece los derechos que tienen los Usuarios No Regulados de comprar la cantidad de energía demandada al proveedor que mejor oferte este servicio; es decir, no suscribe ningún procedimiento de cumplimiento en su marco regulatorio. En el acuerdo comercial debe especificarse un procedimiento claro que detalle la cantidad de energía, hora a hora, por el plazo establecido. Adicionalmente, no se establece la capacidad requerida del agente generador para cumplir los compromisos de energía; es decir, el agente comercializador está expuesto al riesgo de mercado en la bolsa.

A la luz de la *Resolución 024 de 1995* (CREG, 1995b), todos los contratos de energía de largo plazo que se liquiden en la bolsa se deben registrar con el Administrador del SIC. La asignación de energía horaria corresponde a un proceso de disposición de los acuerdos, priorizando aquellos contratos que establezcan condiciones de energía firme “Pague lo contratado”, y después aquellos que estén suscritos bajo la modalidad de “Pague lo demandado”. La modalidad de “Pague lo Contratado” compromete al comercializador a pagar toda la energía pactada, con independencia de si es utilizada o no. En el caso

de “Pague lo Demandado” se desembolsa solo la energía consumida, condicionado a que sea inferior o igual al tope máximo contratado.

El administrador suma todos los contratos asignados para cada comercializador y determina aquellos que exceden su despacho ideal, liquidando el pago adeudado al precio de bolsa para esa hora. En el caso contrario, el generador recibe la remuneración, por la energía adicional a la cantidad asignada en sus contratos, al mismo precio de bolsa.

- **Compra y venta en bolsa:** en términos generales, el mercado eléctrico colombiano se comporta como un oligopolio, donde existe un limitado número de agentes, algunos de ellos propietarios de más de una planta de generación. La *Resolución 024 de 1995* (CREG, 1995b) define la *Bolsa de energía* como un sistema de intercambios comerciales donde los agentes del mercado mayorista acuerdan contratos de oferta y demanda de energía, hora a hora. De forma consecuente, el administrador del sistema ejecuta los acuerdos comerciales, liquida, recauda y les desembolsa los dineros a las partes involucradas. La bolsa de energía sustenta su proceso de selección en el mecanismo de costos marginales, lo cual le permite a cada agente maximizar su beneficio en función de sus costos totales de operación y del volumen que están dispuestos a ofertar. Dado lo anterior, la compraventa de energía permite que los oferentes construyan su función de oferta, suscribiendo un precio justo para la cantidad deseada (UPME, 2004).

La posibilidad de generar una función de oferta creciente que separe los costos marginales del precio de equilibrio resulta conveniente, tal como lo expresa la UPME (2004) en su estudio sobre visión del mercado:

... basta que un oferente líder oferte su planta marginal a un precio mayor a su costo marginal, para que se dé la posibilidad de que, en el ordenamiento de ofertas, una planta menos eficiente de un tercero sea despachada, a un costo marginal superior al que la planta marginal del líder tendría. En un esquema de funciones de oferta creciente, el hacer que una planta marginal

de un líder no sea despachada, puede tener sentido, porque con ello se incrementa la rentabilidad de las plantas más eficientes del líder, al costo de no despachar una cantidad marginal... (p. 75).

En este sentido, la formación del precio se produce cuando el operador organiza las ofertas por orden de mérito hasta cubrir la demanda de la hora. La oferta total se remunera al precio ofertado por la última planta que completa la Demanda. Este esquema permite minimizar los costos de operación del sistema atendiendo la demanda de forma centralizada, lo que, a su vez, permite la compilación de información sobre las condiciones de la red, la disponibilidad y los costos operativos, en un horizonte de tiempo (horario) que permita optimizar la toma de decisiones.

Según se estipula en Anexo A de la *Resolución 024 de 1995* (CREG, 1995b), el funcionamiento de la Bolsa de Energía se rige por las siguientes reglas de funcionamiento: procedimientos, proceso de balance, restricciones, despacho y re despacho, y reconciliaciones, que se describen a continuación.

- *Procedimientos:*
 - Balance: se efectúa el cálculo del despacho ideal y de los consumos de energía para asignarles los bloques de energía a los agentes participantes en el proceso de subasta. El cálculo está sustentado en la determinación de los excesos y los déficits para cada uno de los generadores.
 - Asignación de contratos de energía a largo plazo: el administrador de intercambios comerciales (ASIC) analiza las condiciones de todos los contratos inscritos, con el fin de determinar la cantidad de energía asignable a cada agente y efectuar un balance.

- Determinación de la disponibilidad comercial: con base en las características técnicas del equipo se corrobora la disponibilidad comercial de las plantas.
 - Cálculo del precio de bolsa: el precio horario en la bolsa en condiciones normales de operación corresponde al precio de oferta más alto de las plantas generadoras inscritas en el despacho ideal sin presentar inflexibilidad.
 - Cálculo de desviaciones: diferencia entre el despacho programado y la generación real, para una planta que no participó en la regulación.
 - Cálculo de las restricciones de transmisión: proceso de conciliación de las diferencias entre el despacho real y el despacho ideal, y el respectivo reconocimiento de los costos de las restricciones en la red.
- *Proceso de balance*: teniendo en cuenta que la energía transada en el mercado mayorista debe utilizar un medio físico que conecta la generación con la transmisión, la red de transmisión, además de la función netamente operativa, garantiza el acceso al mercado y es el punto de encuentro de la oferta y la demanda (Cadavid, 2008). Dado lo anterior, es imperativo considerar las restricciones físicas presentes en el proceso de transporte (caídas de tensión, regulación de frecuencia y congestión de la red, entre otros), que limitan la operación efectiva de los activos de generación. Por ello la determinación de la demanda intrahoraria debe considerar dos fases de análisis: generación en condiciones perfectas (despacho ideal) y generación en condiciones reales (despacho económico).

Tal como lo especifica la *Resolución 024 de 1995* (CREG, 1995b), el despacho ideal se determina por medio del despacho económico, el cual se ejecuta diariamente luego de la operación del sistema. Esta metodología no tiene en

cuenta las restricciones de la infraestructura de transmisión y distribución de los equipos involucrados en la operación. Para determinar y cuantificar las pérdidas de la red, cada frontera comercial cuenta con un contador que registra el flujo de energía entre cada agente importador y exportador. En la segunda etapa (generación real) se ajustan los resultados obtenidos en las fronteras comerciales, y se incorporan las pérdidas reales en el sistema de transmisión.

- *Restricciones:* según lo establece la regulación actual en la *Resolución 064 de 2000* (CREG, 2000a), las restricciones son limitaciones que se presentan en la operación del SIN, que tienen su origen ya sea en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada (activos de uso, activos de conexión o interconexiones internacionales) o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad.

De acuerdo con la CREG (2000a), las restricciones según su naturaleza se clasifican en eléctricas y operativas:

- Restricciones eléctricas: limitación ya sea en el equipamiento del SIN o en las interconexiones internacionales, tales como límites térmicos admisibles en la operación de equipos de transporte o transformación, límites en la operación del equipamiento que resulten del esquema de protecciones (locales o remotas) o límites de capacidad del equipamiento o, indisponibilidad de equipos.
- Restricciones operativas: exigencia operativa del sistema eléctrico para garantizar tanto la seguridad en sub-áreas o en áreas operativas como los criterios de calidad y confiabilidad, la estabilidad de tensión, la estabilidad electromecánica y los requerimientos de compensación reactiva y de regulación de frecuencia del SIN.

Por lo anterior, es responsabilidad del operador garantizar el flujo de energía través del sistema, y para ello debe garantizar el suministro de compensación de estas pérdidas. El instrumento que regula dichas compensaciones se conoce como generación obligada.

La CREG (2000a) establece en la *Resolución 064 de 2000* el mecanismo de compensación de las restricciones, que consiste en calcular la diferencia entre la generación real y la generación en el despacho ideal registrada en cada oferta. Si la diferencia es positiva, los transportadores pagan la diferencia al precio de oferta del generador, y el generador recibe una suma igual. En caso contrario, el generador paga la diferencia valorada a su precio de oferta, y los transportadores reciben una suma igual.

- *Despacho y re despacho*: el despacho, también conocido como programa de generación, corresponde a la energía (térmica e hidráulica) que cada una de las plantas están comprometidas a generar cada hora. La planificación de este requerimiento se publica el día anterior, antes de las 2:45 p. m., para recepción de ofertas comerciales (UPME, 2004). Dada la operación del sistema, en algunas ocasiones se presentan fallas en el sistema que obligan al CND a ajustar el programa del horario de despachos. Esta situación es denominada re despacho. La CREG en sus *Resoluciones 025* (CREG, 1995a) y *062* (CREG, 2000b) define las causas del re despacho como:
 - Indisponibilidad de alguna de las unidades de generación despachadas.
 - Aumento en disponibilidad, entrada de mantenimiento antes de lo programado o generación de plantas de prueba.
 - Cambios en los límites de transferencia.
 - Cambios en los valores de la demanda (> 20 MW) ocasionados por eventos impredecibles.

- *Reconciliaciones:* en el documento *Seguimiento a las restricciones del mercado eléctrico colombiano* (Cadavid, 2008), indexado como una evaluación técnica emitida por XM, se define la *reconciliación* como la variación entre la *generación real* y la *generación ideal* del recurso de generación. Si la diferencia es positiva, se determina reconciliación positiva, entendiendo que la generación despachada fuera por mérito (no incluidas en el despacho ideal). Por otro lado, si la diferencia es negativa (reconciliación negativa), esta generación queda atrapada en la red al ser desplazada en el despacho económico por una generación con un precio mayor al precio de bolsa.

En ese orden, la *reconciliación* consiste en una compensación (negativa o positiva) que se les aplica a los agentes generadores debido a las diferencias registradas horariamente entre el despacho ideal y la generación real. Adicionalmente, se cuantifica la variación que registran los generadores entre su generación programada y su generación real (re despacho).

Según el instructivo de liquidación divulgado por XM en el 2012, la reconciliación negativa hace referencia al dinero que debe retornar el agente generador, y la reconciliación positiva es el dinero que recibe el generador fuera del procedimiento de liquidación en bolsa.

2.1.1 Determinación de disponibilidad comercial y cargos aplicados a los generadores

Entendiendo que el proceso de determinación de la disponibilidad comercial es un parámetro exigible para declarar la disponibilidad horario en el SIC, en el anexo 1 de la *Resolución 024 de 1995* de la CREG (1995b) se especifican todos los parámetros (velocidad de carga, rata de descarga, tiempo de operación mínima, carga sincronizante y tiempo de calentamiento) que permiten determinar la disponibilidad de las unidades. La evaluación considera el potencial de generación real según la capacidad reportada para una hora determinada (despacho ideal).

Según lo estipulado en el artículo 39 del capítulo 3 de la *Ley 143 de 1994*, la CREG (1994) deberá garantizar el funcionamiento óptimo de las redes del SIN, y para ello deberá cobrarles a los usuarios de las redes ciertas tarifas de acceso y uso de la infraestructura de transmisión y distribución, procurando el reconocimiento de inversión de los costos de oportunidad de capital, administración, operación y mantenimiento de los activos de operación.

Estos cargos incluyen:

- Cargos de conexión para los usuarios nuevos.
- Cargo fijo relacionado con los servicios de interconexión.
- Cargo variable asociado al servicio de transporte en la red.
- Ubicación de los centros de carga en las redes regionales y sus sistemas auxiliares.
- Condiciones ambientales que puedan afectar los proyectos existentes y de expansión.

Según la reglamentación definida anteriormente, a continuación, se establecen los cargos atribuibles a los agentes generadores y comercializadores.

- **Cargo por uso de distribución:** según lo determina la *Resolución 082 de 2002* (CREG, 2002), los usuarios (operadores de red y generadores) de los sistemas de transmisión regional (STR) y sistemas de distribución local (SDL) deberán pagar un cargo por el uso de las redes en función de los cuatro niveles de tensión nominal de operación, tal como se muestra a continuación en la ilustración 1.

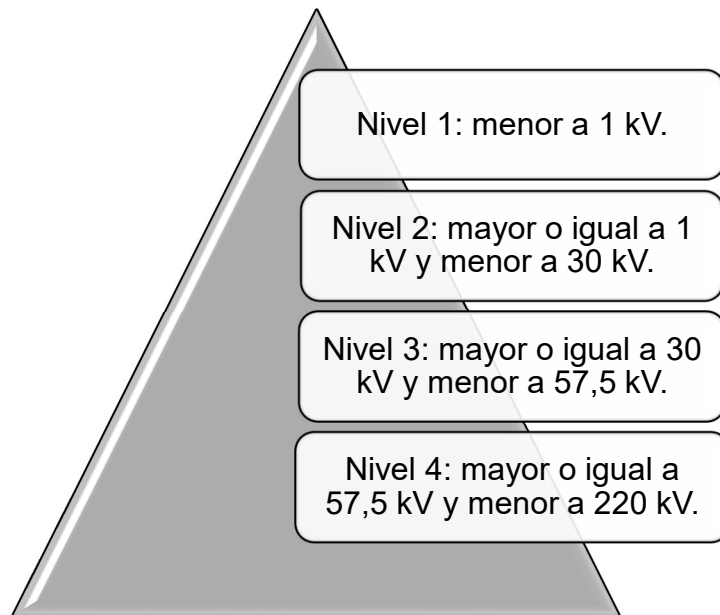


Ilustración 1. Tensión nominal de operación

Fuente: elaboración propia, con base en la Resolución 082 de 2002 (CREG, 2002).

- **Costos de funcionamiento del CND y del CDR:** estos costos serán asumidos en un 50% por los agentes generadores, en función de la capacidad instalada de sus plantas, y 50% por los agentes comercializadores, en función de la demanda asignada (UPME, 2004).
- **Costos de servicio de liquidación y facturación de las transacciones en bolsa efectuadas por la ASIC y el LAC:** la distribución de los costos se asigna de la misma forma que los costos de funcionamiento del CND y el CDR.
- **Impuesto FAZNI:** según el artículo 190 de la *Ley 1753 de 2015* (Congreso de la República, 2015), el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) tiene el propósito de apoyar los programas de inversión, actualización y rehabilitación de la infraestructura energética en las zonas donde no existe cobertura. Este impuesto es aplicable a todos los agentes generadores cuya energía fue despachada en la Bolsa de Energía.

- **Transferencia del Sector Eléctrico:** el artículo 45 de la *Ley 99 de 1993* (Congreso de la República de Colombia, 1994) define:

Las empresas generadoras de energía hidroeléctrica cuya potencia nominal instalada total supere los 10.000 kilovatios, transferirán el 6% de las ventas brutas de energía por generación propia, de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la Comisión de Regulación Energética, de la manera siguiente (...):

1. El 3% para las Corporaciones Autónomas Regionales que tengan jurisdicción en el área donde se encuentra localizada las cuencas hidrográficas y el embalse, que será destinado a la protección del medio ambiente y a la defensa de la cuenca hidrográfica y del área de influencia del proyecto.
2. El 3% para los municipios y distritos localizados en la cuenca hidrográfica, distribuidos de la siguiente manera:
 - a. El 1.5% para los municipios y distritos de la cuenca hidrográfica que surte el embalse, distintos a los que trata el literal siguiente.
 - b. El 1.5% para los municipios y distritos donde se encuentra el embalse.

- **Cargo por confiabilidad (CxC):** en línea con la estrategia gubernamental planteada en la *Ley 142 de 1994* (Congreso de la República de Colombia, 1994), donde el Gobierno se compromete a garantizar una adecuada prestación del servicio de energía a sus usuarios a través del aprovechamiento de los recursos disponibles y la adecuada inversión de proyectos de infraestructura que proporcionen confiabilidad en la demanda energética futura, la CREG desarrolló el *cargo por confiabilidad* como una herramienta para dinamizar la inversión de los proyectos que atenderán la demanda futura, protegiéndolos de la elevada volatilidad que registran los precios de energía en bolsa y que no permite respaldar la inversión total de sus proyectos con contratos a largo plazo. Dado lo anterior, los agentes comercializadores y generadores contarán con un flujo de caja constante que facilite la inversión en los activos nuevos o existentes (Acolgen, 2018).

Esta metodología permite que el precio para los usuarios se genere a partir de una competencia óptima entre tecnologías eficientes, y se pueda contar con la energía firme para respaldar el sistema en épocas de escasez (Acolgen, 2018).

La *Resolución 071 de 2006* (CREG, 2006) define el Cargo por Confiabilidad como la remuneración que se le reconoce a un generador por disponer de una serie de activos capaces de entregar energía de respaldo en condiciones de hidrología extrema para un periodo de tiempo, asignado a través de una subasta de Obligación de Energía Firme (OEF) (p. 5). La determinación de las características y parámetros que garantizan esta generación se desarrolla a través del cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC).

La necesidad de asignación de la OEF nace del cálculo que debe efectuar la CREG durante el primer semestre de cada año, donde se verifica si la ENFICC de todas las plantas es mayor a la demanda objetivo calculada para ese año. Esta demanda objetivo equivale a la demanda total doméstica mensual obtenida de la última proyección desarrollada por la UPME, más un porcentaje de seguridad asignado por la CREG.

Una vez se haya establecido la necesidad de subasta, la CREG define con el ASIC cuáles son los términos y condiciones del mecanismo de asignación de energía. El generador seleccionado para suministrar la OEF pacta un compromiso con el regulador, donde recibe una remuneración constante, con el compromiso de entregar una cierta cantidad de energía en el momento en que el precio de bolsa supera el precio de escasez, normalmente en periodos donde los aportes hidrológicos son menores que la media histórica.

El coste equivalente real en energía del cargo por confiabilidad (CERE), en el cual se exige una remuneración para garantizar la correcta expansión del parque y la operación segura y confiable del sistema, pertenece a los incentivos planteados por la *Resolución 071 de 2006* (CREG, 2006). Este costo lo

incorporan los agentes generadores en los precios de oferta de generación diaria. Considerando que la liquidación en MEM es diaria, debe considerarse una estimación de este cargo como valor preliminar, conocido como costo equivalente de energía (CEE). Una vez se proceda a liquidar mensualmente los ingresos de todas las plantas, se efectúa un balance entre el valor distribuido por concepto de cargo por confiabilidad y el valor recaudado de cada planta a través de sus transacciones en bolsa y de sus reconciliaciones. El valor neto calculado será el valor que el agente dejó de percibir por concepto de CxC, o lo que debe devolver por recaudo adicional del asignado.

El precio de escasez definido financieramente corresponde al riesgo que asumen los generadores al participar en el compromiso de energía firme, dado que determina el instante en que se debe entregar la OEF y el precio máximo al que se remunera su energía en condiciones críticas de hidrología según el *Documento CREG 156* (CREG, 2016). En dicho documento se expresa también que una de las principales funciones del precio de escasez es indicar el nivel de precios al que se estarían despachando recursos en momentos de estrechez de oferta.

2.1.2 Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER)

En Colombia, la *Ley 1715 de 2014* (Congreso de la República, 2014) define como fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados, o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente, tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la energía eólica, la geotérmica, la solar y los mares.

Las fuentes renovables tales como la eólica, la solar y los pequeños aprovechamientos hidráulicos tienen una característica particular: la variabilidad de

su generación. Dicha variabilidad es un reflejo del comportamiento de su fuente primaria, ya sea la irradiación solar, el viento y el recurso hídrico, que dependen de los fenómenos climáticos, meteorológicos e hidrológicos del momento.

Para el 2010, el Ministerio de Minas y Energía fijó la meta de participación de un 3,5% para las energías renovables no convencionales en la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional, y un 6,5% para el 2020. Según la UPME (2015), en el caso de la Costa Norte se cuenta con un potencial energético de 20.000 MW de capacidad. Particularmente, el departamento de la Guajira cuenta con la mayor concentración de regímenes de vientos. A pesar de la amplia disponibilidad del recurso eólico, a la fecha solo se encuentra construido el parque eólico Jepirachi, operado por EPM, el cual entró en operación comercial el 19 de abril de 2004. La razón por la cual no existe una explotación adecuada de este recurso se debe a la falta de infraestructura de redes de distribución, que permita conectar los proyectos de energía renovable con el centro del país.

Dada la anterior situación, la UPME le adjudicó al Grupo de Energía de Bogotá el proyecto Subestación Colectora 500 kV y líneas de transmisión Colectora-Cuestecitas y Cuestecitas-La Loma 500 kV, que conectará los siete parques eólicos licenciados en la Guajira, con una capacidad de energía instalada de 1050 MW. Superado el anterior impase, el Gobierno nacional está facilitando todas las garantías para que la construcción de proyectos de energía renovables en el norte del país sea una realidad (Grupo Energía Bogotá, 2018).

2.1.3 Matriz energética colombiana

Según el *Plan de Expansión de Referencia. Generación - Transmisión 2009-2023* publicado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2013) y utilizado para el período de investigación, la matriz energética de Colombia estaba compuesta hacia finales de 2007 por 13.440 MW de capacidad instalada, en su mayoría distribuida en un 67% al recurso hídrico y un 0,13% a energía eólica. En la

ilustración 2 a continuación se muestra la capacidad efectiva de la matriz clasificada por tecnología.

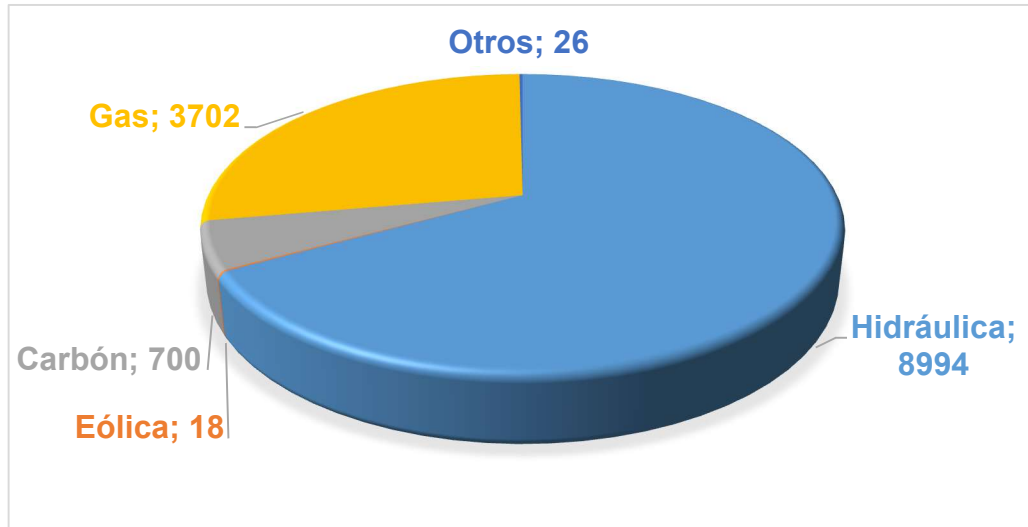


Ilustración 2. Capacidad efectiva por tecnología en MW

Fuente: UPME (2009).

2.1.2.1 Energía hidráulica

La energía hidráulica consiste en el aprovechamiento de la cabeza hidráulica de una columna de agua que es transportada a través de unos sistemas de conducción desde un embalse de almacenamiento hasta la parte baja del sistema donde se encuentran ubicadas las turbinas que convierten la energía potencial en cinética. Dado que el recurso utilizado para el proceso de generación proviene de los afluentes hídricos que aportan al embalse, resulta de vital importancia determinar el volumen del régimen de lluvias para los distintos afluentes que componen la cadena de generación.

Considerando la ubicación y la riqueza del competente hídrico en Colombia, este tipo de tecnología compone el 67% de la capacidad que atiende la demanda para el 2009. Según el estudio de la UPME (2015) donde publica los datos del *Key Trend in Hydropower 2015*, en relación con las métricas de este tipo de tecnologías, a

2014 existía una capacidad instalada de 1055 GW, apartadas en su mayoría por el crecimiento de industrias en China, Canadá, Estados Unidos, Brasil y la Federación Rusa (ilustración 3).

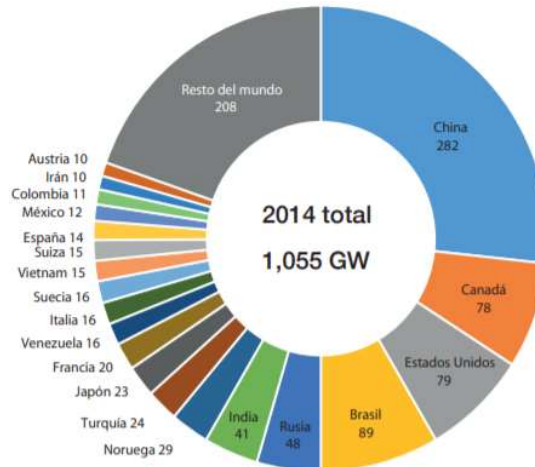


Ilustración 3. Total mundial de la capacidad hidroeléctrica instalada (GW) a 2014

Fuente: UPME – Atlas Energía Eléctrica.

A pesar de que la generación hidráulica es una de las tecnologías que sustenta a la matriz energética colombiana, está afectada por variables climatológicas que ponen en riesgo la seguridad energética del país. La Agencia Internacional de la Energía define el concepto de seguridad energética como: “Disponibilidad ininterrumpida de las fuentes de energía a un precio accesible” (BID, 2017). Este concepto es hoy por hoy garantía para los países que buscan la confiabilidad en el suministro y control de los precios de energía en el largo plazo. El uso de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCR) tiene influencia directa en la seguridad energética de los países, ya que son fuentes locales que permiten la reducción en la dependencia de los combustibles fósiles, que brindan beneficios medioambientales a través de la reducción de los gases de efecto invernadero y reducen la influencia de fenómenos climatológicos que afectan la generación hidráulica.

2.1.2.1.1 Fenómeno de El Niño

Este fenómeno, conocido científicamente como El Niño-Oscilación del Sur (ENOS), es un proceso climatológico donde se produce un calentamiento o enfriamiento excesivo de las aguas superficiales del océano Pacífico en los meridianos tropicales y centrales. Este evento generó una primera afectación al clima de la región a mediados de los años 90, donde las agencias climatológicas y los Gobiernos cuyas costas limitan hacia el Pacífico suramericano (Colombia, Perú y Ecuador) han tenido que establecer estrategias económicas y energéticas para hacerle frente a este evento. Este fenómeno se produce cuando la temperatura del mar oscila entre los +5 °C y -5 °C, donde, según su clasificación, se denomina Niño (estado cálido) y Niña (estado frío), respectivamente. El Fenómeno ENOS produce una fuerte variación en el régimen de lluvias del país, especialmente hacia el Sur y los Llanos Orientales. Esta drástica presencia de El Niño en las precipitaciones afecta de forma directa los aportes de los embalses y, de este modo, una reducción de la oferta energética para el mismo período. El extremo contrario del ENOS (estado frío) lo produce un aumento desmedido en las precipitaciones en estas zonas (Fenómeno de La Niña). Esta ola invernal afecta directamente la operación de algunas centrales hidroeléctricas, al registrar un transporte elevado de carga de sedimentos en los ríos aportantes a los embalses principales y un aumento en la declaración de indisponibilidad de algunas plantas, como producto de los daños registrados en el equipo electromecánico por causa del tránsito de limos densos en sus sistemas de conducción.

En el evento del Fenómeno de El Niño de 1997 y 1998, uno de los más marcados históricamente, se observó el efecto directo en el mercado de energía, donde se registraron valores de precio en bolsa muy elevados (258 \$/kWh), como resultado de la limitación en el suministro de gas natural para las plantas térmicas. Este fenómeno fue seguido por el enfriamiento del Pacífico (Fenómeno de La Niña), cuando se registraron aumentos de caudales hasta del 120% en 1998, y un incremento promedio anual del 109% para 1999. Durante la permanencia de este

evento, los precios de bolsa se mantuvieron bajos, lo que para estos años afectó los ingresos de los agentes generadores (UPME, 2004).

2.1.2.2 Energía eólica

La generación eólica se origina a partir del aprovechamiento de las masas de aire, que al atravesar las aspas de un aerogenerador produce un movimiento de rotación que se magnifica con la implementación de un sistema mecánico que optimiza la velocidad al eje de rotación del generador. El generador, a su vez, utiliza una caja magnética para convertir la energía cinética en eléctrica (Rudnick, 2010). Para la operación del aerogenerador es necesario caracterizar la serie de vientos, considerando la alta variabilidad que afecta la intensidad del viento según la hora. En consecuencia, es necesario ordenar la serie de datos en función de la intensidad del viento, con el propósito de obtener una intensidad promedio del viento determinada para un período de tiempo.

En los últimos 12 años se ha observado un crecimiento acelerado en la capacidad instalada de proyectos de generación eólica (ilustración 4). Como resultado de lo anterior, las económicas de escala han optimizado la eficiencia en la operación de los aerogeneradores, permitiendo que las curvas de generación dada la variación de las velocidades mejoren.

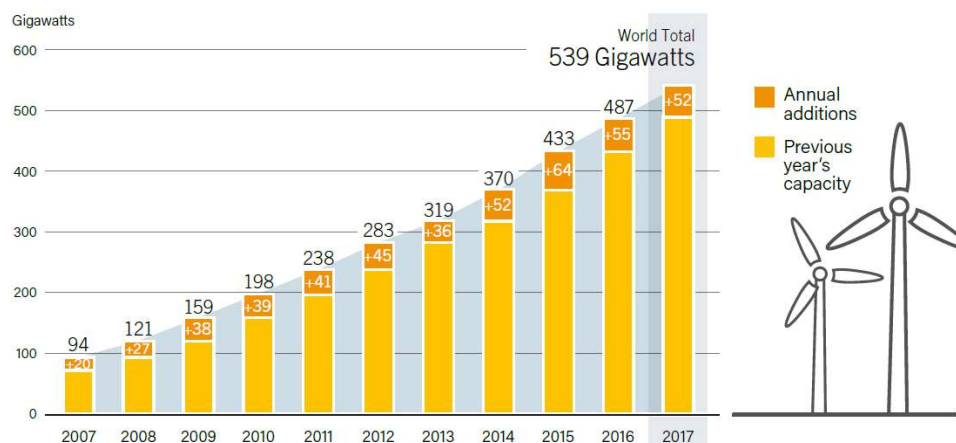


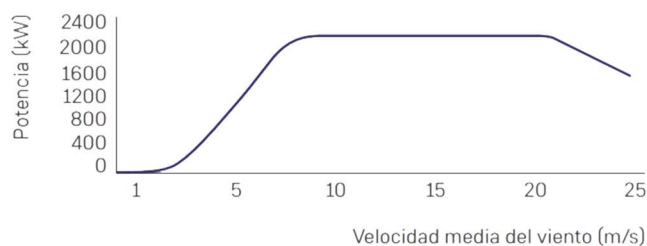
Ilustración 4. Variación anual capacidad instalada mundial 2007-2017

Fuente: Renewable 2018 Global Status REN21, (2018)

La eficiencia de los aerogeneradores inicia a una velocidad de entre 3 y 4 m/s, a una altura de 120 metros sobre el nivel del mar, y la capacidad nominal se alcanza a los 15 m/s, y se detiene a los 25 m/s por restricciones de seguridad (Rudnick, 2010).

Con el propósito de determinar la energía proyectada de generación, debe establecerse la curva de potencia en función de la velocidad de viento de funcionamiento (ver figura 3). Una vez seleccionada la curva de potencia del aerogenerador se podrá determinar la probabilidad de que el régimen de vientos en el área de estudio entregue la velocidad de viento requerida en el rango de operación óptima de la máquina.

Curva de potencia SG 2.1-114



Catálogo de alturas de torre



Ilustración 5. Curva de Potencia Aerogenerador SG 2.1-114

Fuente: Siemens Gamesa (2019).

A pesar de que Colombia cuenta con un recurso hídrico aprovechable para la ampliación de su matriz energética, la estructuración de proyectos con capacidad instalada superior a 20 MW ha enfrentado en los últimos diez años una serie de barreras que han impedido el desarrollo de esta capacidad instalada. Por un lado, existe una resistencia social muy fuerte de las poblaciones afectadas por este tipo de proyectos de gran envergadura, que han hecho imposible continuar con la solicitud de permisos ambientales para la construcción de grandes centrales hidroeléctricas. Adicionalmente, considerando los riesgos geológicos de las actividades constructivas, los costos de construcción continúan creciendo. Por otro lado, la tecnología de energía eólica ha experimentado un proceso de “maduración”

en su estado del arte, que le permite ofrecer precios más competitivos para su adopción y desplazar la generación hidráulica en el desarrollo de nuevos proyectos.

A pesar de las bondades de la energía eólica, aún persisten algunas limitaciones que complican en cierto grado la implementación de los proyectos.

A continuación, se presentan algunas barreras de implementación de la energía eólica:

- Los sitios con un régimen de vientos adecuado se encuentran en zonas no interconectadas que no cuentan con la infraestructura de transmisión, ni con zonas de acceso adecuadas o con servicios básicos, entre otros aspectos que son esenciales para ejecutar proyectos a gran escala.
- A pesar de que existen torres de medición en algunas zonas con potencial de generación, para estimar la velocidad del viento para las zonas específicas de implementación debe aplicarse una metodología que les permita utilizar los datos de medición por un período mínimo de un año, y los de la muestra total requerida, diez años, extrapolando los promedios mensuales.
- Dada la volatilidad de las series de vientos se generan fuertes cambios en el comportamiento del recurso para años consecutivos.
- Este tipo de tecnologías no permite una adecuada gestión del recurso, en vista de que actualmente no existe la facilidad de implementar tecnologías de almacenamiento de energía para aprovechar el recurso en función del comportamiento del precio de bolsa. En la actualidad se está desarrollando un proyecto de banco de baterías que permite optimizar el régimen de vientos, pero el rango de tiempo no garantiza maximizar el beneficio.

2.1.4 Complementariedad energética

Considerando la alta dependencia del recurso hídrico que tiene la matriz energética del país, resulta relevante investigar alternativas de respaldo durante las temporadas de escasez del régimen de lluvias. Actualmente la seguridad energética del sistema para períodos de alta influencia del fenómeno ENOS se encuentra respaldada en el parque térmico, que para apoyar el sistema compromete sus activos a través de la remuneración del cargo por confiabilidad. Este mecanismo se ve afectado directamente por la alta volatilidad del precio del gas, que ha puesto en entredicho la efectividad de la remuneración del cargo por confiabilidad. Es el caso del Fenómeno de El Niño presentado durante el período 2015-2016. Adicionalmente, la elevada variación del viento y las restricciones que presenta la correcta medición del mismo presentan un reto para aterrizar las predicciones de generación en el desarrollo de un proyecto eólico.

Según algunos estudios de complementariedad del recurso eólico con el hidráulico (Franco y Dyner, 2004), existe alta correlación entre la medición de la serie de vientos en el norte del país, para el área específica de la Alta Guajira, y el régimen de lluvias al interior del país impactadas directamente por los eventos ENOS.

Esta situación facilita profundizar en la investigación sobre la construcción de proyectos eólicos que puedan respaldar a las plantas hidráulicas en operación. El propósito no es unificar ingresos con la implementación de las dos tecnologías, sino reducir el riesgo de pérdidas, dados los compromisos de energía de los agentes comercializadores.

A la fecha, la mayoría de los estudios sobre complementariedad hidráulica y eólica que se han desarrollado se han publicado en Brasil, China y Estados Unidos. Esta concentración de los artículos de investigación obedece a la política implementada en estos países para reconfigurar sus matrices energéticas con la inclusión de

energías renovables y, por lo tanto, ha impulsado la investigación en estos campos (Jurasz, Canales, Kies, Guezos & Beluco, 2018).

En el estudio de estos autores, se muestra también que en una publicación realizada por la Universidad de Cornell sobre los avances y la caracterización de los artículos técnicos emitidos sobre el tema de complementariedad energética, se observó que el estudio del estado del arte se ha enfocado en determinar la complementariedad en función de los factores de correlación de las series históricas de cada recurso (eólica, hidro y fotovoltaica). En investigaciones desarrolladas por la empresa del Estado de Paraná (Copel) publicado en una nota técnica de Paredes y Ramírez (2017) y auspiciada por el BID, se modelaron las series de vientos del sur del país con la disponibilidad hídrica en la misma. Adicionalmente, se modelaron algunas variables del cambio climático para predecir el comportamiento del recurso eólico, y se encontró que las velocidades del viento se incrementarán en las zonas costeras donde se encuentran los sitios de mayor consumo del país, lo que reduce la inversión en infraestructura de transmisión.

Por otro lado, en un estudio sobre complementariedad liderado por la Fundación Julio Ricaldoni y la Universidad de la República de Uruguay (Paredes y Ramírez, 2017) se concluyó que existe una correlación positiva entre el recurso eólico y el régimen de lluvias, pero se calculó una fuerte complementariedad (correlación negativa) entre el recurso hídrico y fotovoltaico, que facilita la implementación de estas tecnologías para aprovechar la fuerte radiación solar en las épocas de verano donde los embalses están en sus mínimos operativos.

2.2 ACERCA DE LOS INSTRUMENTOS FINANCIEROS

2.2.1 Valor presente neto (VPN)

El valor presente neto (VPN) es uno de los métodos tradicionales más utilizados para evaluar el beneficio de una inversión en función de su capacidad de generar

flujos de caja futuros, y esto lo hace a través de una tasa de descuento. En otras palabras, representa el valor del dinero en el tiempo, y su impacto en la generación de valor de los inversionistas en un período analizado.

A continuación se presenta la ecuación 1, usada para calcular el VPN.

$$VPN = \frac{Fc_1}{1+i} + \frac{Fc_2}{(1+i)^2} + \frac{Fc_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{Fc_n+VR}{(1+i)^n} \quad (1)$$

donde:

Fc_n = flujo de caja libre del proyecto o empresa en el período n

VR_n = valor residual de la empresa en el período n

i = tasa de descuento relacionada con el riesgo de generación de los fondos

La ecuación 1 se resume como se muestra a continuación en la ecuación 2 (cálculo del VPN).

$$VPN = \sum_{n=0}^t \frac{Fn}{(1+i)^n} \quad (2)$$

El resultado de esta ecuación determinará así la viabilidad del proyecto:

- Si el VPN es > 0 , el proyecto es viable.
- Si el VPN es $= 0$, es indiferente invertir.
- Si el VPN es < 0 , el proyecto no es viable.

2.2.1.1 Flujo de caja libre

El flujo de caja libre comprende el dinero requerido para atender los compromisos y la representación de generación de caja sin tener en cuenta la estructura financiera del proyecto después de descontar el impacto impositivo. Este flujo se considera para atender las necesidades de reinversión en activos fijos y en la operación. Su cálculo parte del beneficio antes de intereses e impuestos (EBIT, por sus siglas en inglés *earnings before interest and taxes*), y posteriormente se le agregan las

amortizaciones del período que no representan caja, las inversiones en activos fijos y las necesidades de caja para la operación (Fernández, 2008).

2.2.1.2 Costo promedio ponderado de capital (WACC)

El costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés *weighted average cost of capital*) es por lo general la tasa de descuento manejada para estimar el VPN. El WACC para un proyecto de inversión refleja el rendimiento de oportunidad de la inversión comparable con una alternativa que represente un riesgo similar (López, 2010). Está compuesto principalmente por el coste neto de los recursos ajenos o deuda (K_d) y el coste de los recursos propios (K_e). Dado que el capital usado por las empresas proviene de un costo específico para cada fuente usada por el proyecto en proporciones distintas, se requiere estimar el costo total de capital como el promedio ponderado de todas las fuentes de capital representadas en la estructura financiera de la operación (WACC). La ecuación 3, cálculo del WACC, muestra cómo se estima.

$$WACC = k_e \frac{E}{E+D} + k_d(1 + t) \frac{D}{E+D} \quad (3)$$

donde:

$E+D$ = representan el valor de mercado de la empresa

K_e = rentabilidad mínima exigida por los accionistas, calculada como el costo de los recursos propios sumado a una rentabilidad mínima exigida a una inversión libre de riesgo y una prima de mercado (Sánchez, 2018).

El cálculo de K_e se presenta a continuación en la ecuación 4.

$$K_e = R_f + BL[E(R_m) - R_f] \quad (4)$$

donde:

R_f = tasa libre de riesgo

BL = riesgo del activo con respecto al portafolio de mercado.

El BL se calcula como se muestra en la ecuación 5.

$$B_{L(activo)} = B_u [1 + (1 - t) * D/E] \quad (5)$$

El B_u , por su parte, se calcula según la ecuación 6.

$$B_{U(sector)} = \frac{B_L}{[1 + (1 - t) * D/E]} \quad (6)$$

donde:

$[E(Rm) - Rf]$ = prima de riesgo de mercado

Prima de riesgo país: tiene como finalidad reconocer además del riesgo de mercado (riesgo no diversificable) el riesgo de un inversionista al invertir en un mercado no eficiente.

El Kd , por su parte, es el costo de la deuda antes de impuesto que corresponde al coste en que se incurre para obtener los recursos de financiación y es reducido por el escudo fiscal al que pueda aplicar el proyecto de inversión (Sánchez, 2018). El Kd se calcula con la ecuación 7.

$$Kd = Kd * (1 + t_{marginal}) \quad (7)$$

donde:

$(1 + t_{marginal})$ = *Tax Shield*, o reducción del Kd por efecto del gasto de interés

2.2.1.3 Valor de continuidad o residual

Este valor considera que el proyecto se va a desarrollar por un período indefinido, y que este es mayor al período que se está analizando. Su cálculo implica agregar en

el último flujo del período una tasa de crecimiento (g) que traduzca las expectativas de la evolución de la inversión en el largo plazo y que considere el descuento del WACC en los flujos a partir de dicho año.

Dado que la ecuación 1 no representa con claridad una duración indefinida de la generación de los fondos, la tasa de crecimiento constante prevista (g) se considera a partir del flujo de período (n).

La fórmula para el valor de continuidad a partir del año n sería la que se presenta a continuación en la ecuación 8.

$$VC_n = \frac{Fc_n(1+g)}{Wacc-g} \quad (8)$$

2.2.2 Tasa interna de retorno modificada (TIRM)

La tasa interna de retorno (TIR)¹ es un instrumento utilizado en finanzas para estimar la rentabilidad potencial de inversiones realizadas (CFI, s. f.). Esta tasa de descuento es la que hace que el VPN de un proyecto o empresa sea cero (0), ya que permite conocer el punto de equilibrio del mismo (valor presente de flujos de caja libre = valor presente del costo de la inversión); sin embargo, la TIR presenta deficiencias tales como las siguientes:

- Los flujos de caja positivos que genera el proyecto se reinvierten a la misma tasa que ellos generan.
- Cuando los flujos de caja no son convencionales, se pueden hallar múltiples TIR dentro del mismo proyecto.
- Cuando se comparan dos proyectos que son mutuamente excluyentes, en determinadas situaciones el resultado que se puede obtener a través de la TIR es contrario al que se obtiene con el VPN. Esto puede deberse a que los proyectos tienen:

¹ En inglés IRR, por sus siglas *Internal Rate of Return* (CFI, s. f.).

- diferente horizonte de evaluación,
- diferencias de tamaño o escala,
- diferencias de oportunidad.

Para corregir estas deficiencias, surge otro instrumento financiero conocido como tasa interna de retorno modificada (TIRM),² la cual considera que los flujos de caja positivos se reinvierten a una tasa externa de retorno que en la mayoría de los casos es igual al WACC. La TIRM provee una imagen más realista del retorno de la inversión del proyecto, y tiene un resultado un poco menor que la TIR. El cálculo de la TIRM está dado por la ecuación 9.

$$TIRM = \left(\frac{\sum FC_{positivos}(1+i)^{n-t}}{\frac{\sum FC_{negativos}}{(1+i)^{(n-t)}}} \right)^{(1/n)} - 1 \quad (9)$$

El resultado de esta ecuación nos indica si en el horizonte de tiempo estudiado el proyecto genera un rendimiento mayor que el costo de inversión realizado:

- Si la TIRM es > WACC, el proyecto es rentable.
- Si la TIRM es = WACC, el inversor no está generando rentabilidad, pero tampoco está perdiendo.
- Si la TIRM es < WACC, el proyecto no es rentable.

3. METODOLOGÍA

La presente sección busca dar a conocer los procedimientos utilizados para desarrollar el estudio comparativo entre un sistema de generación de energía hidráulico y un sistema de generación de energía complementario (hidráulico y eólico), con el fin de analizar el valor presente neto (VPN) de cada proyecto. Según

² En inglés MIRR, por sus siglas *Modified Internal Rate of Return* (CFI, s. f.).

se ha explicado en este documento, Colombia es un país cuya matriz energética depende del recurso hídrico para cubrir sus necesidades internas de energía, y la complementariedad energética con FNCER tiene como objetivo principal diversificar la matriz energética nacional, previendo que no haya lugar a una crisis energética provocada por la dependencia de una sola fuente en épocas donde el recurso principal está afectado por una variable climatológica como el Fenómeno ENOS.

Para darle desarrollo al tema del presente trabajo se llevó a cabo una investigación profunda sobre el sector energético colombiano, enfocada en la generación de energía a través de los recursos hídrico y régimen de vientos. Se identificó la estructura del mercado, su administración y su operación. Posteriormente, se tomó la información pública de una central hidroeléctrica en el país, encontrada en el operador XM, que para efectos del presente trabajo la llamaremos central hidroeléctrica X, y se proyectó asimismo la construcción y posterior operación de una planta eólica que llamaremos Y. Para esta última se partió de algunos supuestos que nombraremos más adelante.

Con la información encontrada y con las propuesta de estos sistemas de generación de energía se analizó la compra y venta de energía en el MEM, y se observaron períodos de escasez de energía proveniente de una fuente hídrica, al comparar la generación ideal de la central hidroeléctrica X contra los compromisos de energía en el largo plazo suscritos con usuarios no regulados (contratos bilaterales), considerando, a su vez, el comportamiento de los precios de energía en la bolsa, para los años de evaluación. Estos períodos nos indicaron una disminución de energía, que hace necesario incluir un recurso externo que compensara el déficit energético. Con el resultado de esta comparación se construyó el margen comercial de ambos sistemas de generación de energía, y luego se les descontaron a ambos márgenes los gastos operacionales y de mantenimiento (O&M), y los gastos de depreciación (tabla 1).

Tabla 1. Cálculo de margen comercial y margen bruto

Ingresos
(+) Ventas por contratos
(+) Ventas en bolsa
(+) Reconciliación positiva
(-) Cargo por confiabilidad
Egresos
(-) Compras en bolsa
(-) Reconciliación negativa
(-) Costos de Conexión
(-) Ley 99
(-) Fazni
(-) Servicios CND SIC
(-) Costo de arranque y parada
(-) Impuestos y contribuciones
(=) Margen comercial
(-) Operación y mantenimiento
(-) Gastos de depreciación
(=) Margen bruto

Fuente: elaboración propia.³

Para los gastos de operación, mantenimiento y depreciación se consideró la información de los estados financieros públicos de la central hidroeléctrica X, y el resultado de la investigación *Integración de las Energías Renovables No Convencionales en Colombia* (UPME, 2015) para la construcción y operación de parques eólicos en Colombia (pp. 122-124).

A continuación, se elaboró el flujo de caja libre de ambos sistemas, y con el costo promedio ponderado de capital (WACC) del sector y una tasa de crecimiento (g) se calculó el valor residual de cada sistema. Para el presente estudio se consideró que la vida útil promedio de los proyectos es de 30 años para el sistema hidráulico, y de 25 años para el eólico, de acuerdo con un estudio realizado por el Departamento Nacional de Planeación, el Banco Mundial y el Fondo Fiduciario de Crecimiento

³ Para el ejercicio del presente estudio no se consideraron las ventas por AGC ni el servicio de AGC.

Verde de Corea (2017). El período que se analizó fue el comprendido entre el 2009 y el 2016, considerando que en este período se observan las variaciones del Fenómeno ENOS en función del diferencial de temperatura de las aguas superficiales del océano Pacífico: Niño (calentamiento), Niña (enfriamiento) y un período de condición “Normal” (estado neutro), como se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Comportamiento del Fenómeno ENOS

Mes/año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	Niña	Niño	Niña	Niña	Normal	Normal	Niño	Niño
Febrero	Niña	Niño	Niña	Niña	Normal	Normal	Niño	Niño
Marzo	Niña	Niño	Niña	Niña	Normal	Normal	Niño	Niño
Abril	Normal	Niño	Niña	Normal	Normal	Normal	Niño	Niño
Mayo	Normal	Normal	Niña	Normal	Normal	Normal	Niño	Niño
Junio	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Niño	Normal
Julio	Niño	Niña	Niña	Normal	Normal	Normal	Niño	Normal
Agosto	Niño	Niña	Niña	Normal	Normal	Normal	Niño	Niña
Septiembre	Niño	Niña	Niña	Normal	Normal	Normal	Niño	Niña
Octubre	Niño	Niña	Niña	Normal	Normal	Normal	Niño	Niña
Noviembre	Niño	Niña	Niña	Normal	Normal	Niño	Niño	Niña
Diciembre	Niño	Niña	Niña	Normal	Normal	Niño	Niño	Niña

Fuente: elaboración propia, con base en información del Ideam (2016).

3.1 Características técnicas de la central hidroeléctrica X y el parque eólico Y

Las características técnicas consideradas para el análisis de los sistemas de generación de energía son los expuestos en la tabla 3.

Tabla 3. Características de los sistemas de generación

Características	Central hidroeléctrica X	Parque eólico Y
Capacidad instalada	1.000 MW	400 MW
Factor de planta	85% - 95%	30% - 40%
Ubicación	Centro del país	Norte del país
Años de operación	20 años	Inicio en 2009

Fuente: elaboración propia.

3.2 Desarrollo del estudio⁴

En primera instancia, se analizó el comportamiento de los aportes hídricos al embalse principal, la central hidroeléctrica X, y el precio de bolsa para el período de análisis (ilustración 6).

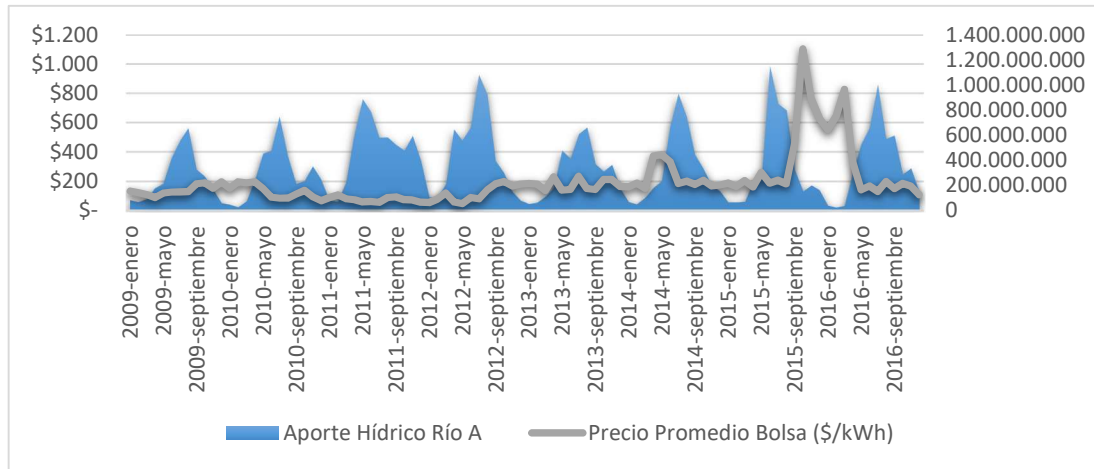


Ilustración 6. Precio promedio de bolsa (\$/kWh) y aportes hídricos en kWh

Fuente: elaboración propia, con base en *Información Inteligente* (s. f.) XM en las secciones:

*hidrología-histórico hidrología-aportes-aportes mensuales años 2009 – 2016. *Transacciones y precios – histórico transacciones – precio bolsa nacional años 2009 – 2016.

En concordancia con el comportamiento que muestra el recurso en la ilustración 7, la generación de dicha central se comporta de manera similar; sin embargo, la generación no es suficiente para cumplir con las obligaciones de largo plazo pactadas previamente. Esto se comprueba en la Ilustración 7.

⁴ Toda la base de información para aportes hídricos, generación, precios y contratos fue tomada de *Información Inteligente* (s. f.) XM en las secciones de hidrología, ofertas, transacciones y precio refiriendo los años 2009

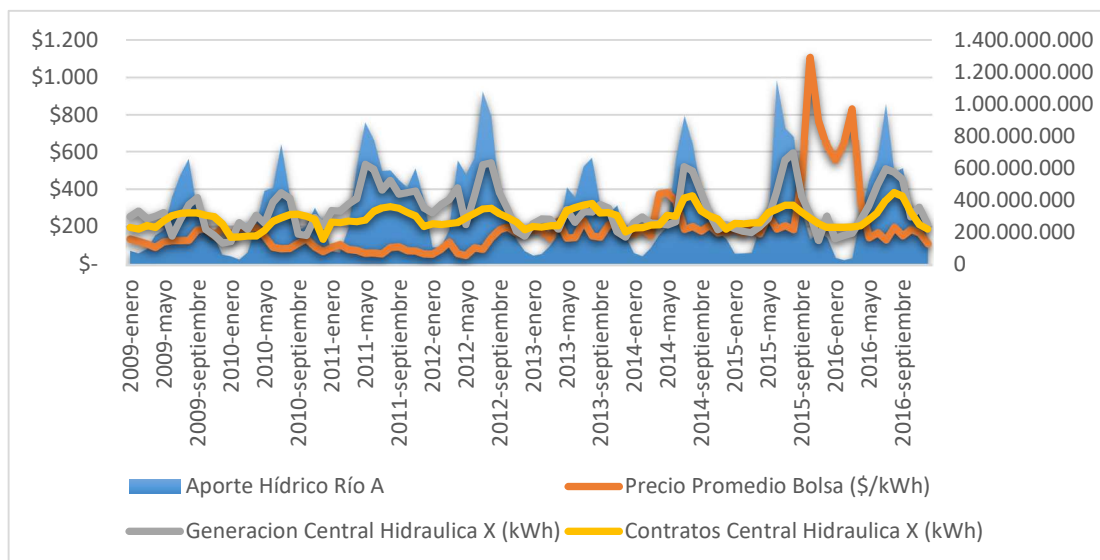


Ilustración 7. Comparación entre aporte hídrico río A y generación central hidroeléctrica X versus precio promedio de bolsa y contratos central hidroeléctrica X

Fuente: elaboración propia, con base en *Información Inteligente* (s. f.) XM en las secciones: *hidrología-histórico hidrología-aportes-aportes mensuales años 2009 al 2016. *Oferta – histórica oferta – generación – generación ideal años 2009 al 2016. *Transacciones y precios – histórico transacciones – precios - precio bolsa nacional años 2009 al 2016. * Transacciones y precios – histórico transacciones – contratos – ventas contratos años 2009 al 2016.

Acerca de la central hidroeléctrica X

Con lo observado en las ilustraciones anteriores se realizó el cálculo de ventas por contratos de largo plazo, ventas en bolsa, compras en bolsa, reconciliaciones positivas y negativas, impuestos y contribuciones, cargos al sistema y devoluciones de cargo por confiabilidad hora a hora de cada mes del período en estudio, de manera tal que se obtuvo el margen comercial para la central hidroeléctrica X. Los cálculos se hicieron como se relaciona a continuación.

- 1. Ventas por contratos de largo plazo:** la fórmula está dada por la multiplicación del precio del contrato por la cantidad de contratos convenidos. A pesar de que la liquidación se realiza de manera horaria, la información disponible en el operador XM se encuentra en forma mensual para el precio de los contratos en

bolsa, y por ese motivo la información de las cantidades contratadas que se utilizó fue mensual. Para las cantidades contratadas se sumaron todas las ventas de contratos pactadas hora a hora, diarias y mensuales, y el total se multiplicó por el precio promedio de los contratos.

2. **Ventas en bolsa:** para el alcance del estudio se consideraron las ventas en bolsa como la diferencia positiva entre generación ideal de energía en (kWh) producida por la central hidroeléctrica X y la cantidad de contratos de energía (kWh) vendida, ambos hora a hora para todo el período. El resultado de esta operación se multiplicó por el precio de bolsa horario encontrado en el operador.
3. **Reconciliaciones positivas:** el documento CREG 032 del 2 de marzo de 2010 (CREG, 2010a) define el precio al que se remuneran las reconciliaciones positivas así: “El precio de reconciliación positiva de las plantas hidráulicas será igual al precio de bolsa respectivo” (p. 115). Por otro lado, XM (2007), en su presentación *El mercado de energía mayorista y su administración* refiere que la reconciliación es positiva cuando la generación real es mayor que la generación ideal. Esto quiere decir que el cálculo de las reconciliaciones positivas está dado según se expresa a continuación en la ecuación 10.

$$\text{Reconciliación positiva} = (\text{Gen. real} - \text{Gen. ideal}) * \text{Precio de Bolsa} \quad (10)$$

4. **Cargo por confiabilidad:** los períodos de asignación de obligaciones de energía en firme (OEF) inician el 1° de diciembre de cada año y finalizan el 30 de noviembre del año siguiente. En estos períodos el Gobierno asigna cierta cantidad de energía (kWh) considerando el nivel ENFICC reportado por el generador. El cálculo del valor del cargo por confiabilidad para el presente estudio está expresado por la diferencia entre ingresos y egresos, como se explica a continuación (ecuación 11).

$$\begin{aligned} \text{Ingresos } C \times C &= \text{Asignación OEF} * \text{Precio de subasta} \\ \text{Costos } C \times C &= \text{Generación real} * \text{Precio CERE} \end{aligned} \quad (11)$$

Si el resultado de esta diferencia es positivo, el valor suma en los ingresos; de lo contrario, resta. El comportamiento de este cargo en los generadores hidráulicos es por lo general negativo, por lo que se ven en el deber de efectuarle al Gobierno devoluciones por mayor ingreso percibido.

La información de las obligaciones de energía en firme (OEF) asignadas para la central hidroeléctrica X fue tomada del operador XM, en la sección transacciones, cargo por confiabilidad, obligaciones de energía.

Tabla 4. Asignación OEF 2009-2016

	OEF anual (kWh/año)
01/2009-11/2009	2.477.144.480
12/2009-11/2010	2.520.848.061
12/2010-11/2011	2.848.763.165
12/2011-11/2012	2.841.123.338
12/2012-11/2013	2.925.264.030
12/2013-11/2014	2.590.140.986
12/2014-11/2015	2.753.733.745
12/2015-11/2016	2.925.264.030
12/2016	2.685.848.102

Fuente: elaboración propia, con base en información de XM.

En relación con los precios de subasta utilizados para el período 2009-2016, se tomó la siguiente información:

- *Período enero 1 de 2009 – noviembre 30 de 2012.* En el artículo 29 de la *Resolución 071* de 2006 (CREG, 2006) hay un párrafo que establece:
Para los períodos de vigencia entre el primero (1°) de diciembre de 2007 a treinta (30) de noviembre de 2008, primero (1°) de diciembre de 2008 a treinta (30) de noviembre de 2009 y primero (1°) de diciembre de 2009 a

treinta (30) de noviembre de 2010, el precio del Cargo por Confiabilidad que se aplicará será el que resulte de utilizar la siguiente fórmula:

$$Pdic_{t, nov_{t+1}} = \$13.045 * \frac{IPP_{nov_t}}{IPP_{nov_{2006}}}$$

Donde:

- $Pdic_{t, nov_{t+1}}$: Precio del Cargo por Confiabilidad, expresado en dólares por megavatios hora (US\$/MWh), aplicable entre el 1° de diciembre del año t y el 30 de noviembre del año t+1, donde t es 2007, 2008 o 2009 según el período de vigencia que corresponda.
- IPP_{nov_t} : Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200), para el mes de noviembre del año t.
- $IPP_{nov_{2006}}$: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200), para el mes de noviembre del año 2006.

Para encontrar los precios de subasta se aplicó la anterior fórmula dada por la CREG (2006), tomando los valores del IPP (EE. UU.) provistos por la Federal Reserve Bank of St. Louis (FRED, s. f.), entre 2009 y 2011 (tablas 5 y 6).

Tabla 5. Información histórica IPP en los Estados Unidos

IPP (EE. UU.)	2006	2009	2010	2011
	1,6460%	1,7740%	1,8770%	2,0140%

Fuente: elaboración propia, con base en información de la FED de St. Louis (s. f.).

Tabla 6. Resultados cálculo precio OEF 01/2009-11/2012 (USD/mWh)

Precio de asignación OEF 2006	\$ 13.045
Precio de asignación OEF 12/2008-11/2009	\$ 14.012
Precio de asignación OEF 12/2009-11/2010	\$ 14.059
Precio de asignación OEF 12/2010-11/2011	\$ 14.876
Precio de asignación OEF 12/2011-11/2012	\$ 15.962
* NOTA: el presente artículo está escrito en español, por lo cual los decimales se separan con coma, y los millares con punto.	

Fuente: elaboración propia.

- **Período diciembre 1 de 2012 – diciembre 31 de 2016:** la Resolución CREG 071 de 2006 (CREG, 2006), en su artículo 28 indica:

Para los años en los que no se realice Subasta, el Cargo por Confiabilidad de las Obligaciones de Energía Firme asignadas según el Artículo 25 se pagará al Precio de Cierre de la última Subasta que haya cumplido con las condiciones establecidas en el numeral 2.3 del Anexo 2 de esta resolución.

Es preciso mencionar que la primera subasta de energía tuvo vigencia entre el 1° diciembre de 2012 y el 30 de noviembre de 2013, y la segunda desde el 1° de diciembre de 2015 al 30 de noviembre de 2016. En ese orden, los precios para las vigencias restantes tienen el valor del período inmediatamente anterior (tabla 7).

Tabla 7. Precio OEF 12/2012 – 12/2016 (USD/mWh)*

Precio de asignación OEF 12/2012-11/2013	\$ 13.998
Precio de asignación OEF 12/2013-11/2014	\$ 13.998
Precio de asignación OEF 12/2014-11/2015	\$ 13.998
Precio de asignación OEF 12/2015-11/2016	\$ 15.700
Precio de asignación OEF 12/2016	\$ 15.700
* NOTA: el presente artículo está escrito en español, por lo cual los decimales se separan con coma, y los millares con punto.	

Fuente: elaboración propia con base en información de XM en la sección de transacciones.

Por otro lado, para el cálculo del costo se tomó la información de generación real (kWh) de la central hidroeléctrica X, la cual se presenta a continuación en la tabla 8.

Tabla 8. Generación real central hidroeléctrica X (kWh)

Mes	Año			
	2009	2010	2011	2012
Enero	296.567.721	140.880.253	334.211.963	319.778.586
Febrero	329.861.797	258.766.949	330.505.361	369.995.156
Marzo	283.198.249	216.086.096	374.674.180	402.254.559
Abril	299.356.641	303.778.123	407.978.003	476.526.013
Mayo	319.752.612	255.082.124	623.001.332	246.020.568
Junio	175.331.896	387.561.171	593.631.165	427.952.231
Julio	281.231.690	444.459.845	461.925.811	620.914.586
Agosto	373.200.807	410.496.686	523.316.045	633.666.364
Septiembre	413.804.002	185.426.872	435.866.897	445.025.676
Octubre	216.626.875	177.420.576	446.290.303	341.051.009
Noviembre	180.710.809	289.696.102	456.507.807	207.370.901
Diciembre	130.174.501	235.519.761	350.485.583	173.503.639
	2013	2014	2015	2016
Enero	252.311.375	258.031.211	220.672.543	158.105.606
Febrero	280.088.117	295.344.260	204.551.798	177.542.736
Marzo	278.309.769	255.112.494	195.442.683	192.942.667
Abril	218.107.704	252.960.710	233.276.247	273.404.378
Mayo	341.147.675	245.175.509	284.817.538	361.669.349
Junio	261.156.558	263.789.504	450.751.512	492.587.042
Julio	326.005.974	608.017.639	648.395.805	594.246.122
Agosto	324.812.413	582.405.481	695.807.980	574.700.940
Septiembre	371.268.900	447.484.487	424.654.626	530.387.877
Octubre	348.428.653	315.323.052	307.105.134	293.726.585
Noviembre	202.096.138	213.971.010	146.090.741	354.694.817
Diciembre	168.944.530	244.830.814	298.431.700	248.307.682

Fuente: elaboración propia, con base en *información inteligente* XM en la sección de oferta-histórica oferta – generación – generación ideal años 2009 al 2016.

Para el caso del costo equivalente real de energía (CERE) expresado en \$/kWh se tomó la información histórica mensual del operador XM para el período en estudio (tabla 9).

Tabla 9. Precio CERE histórico \$/kWh

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	\$ 33,7	\$ 27,6	\$ 27,2	\$ 30,6	\$ 31,8	\$ 31,2	\$ 38,7	\$ 53,6
Febrero	\$ 36,5	\$ 26,5	\$ 29,4	\$ 30,3	\$ 33,6	\$ 32,1	\$ 41,1	\$ 52,5
Marzo	\$ 36,2	\$ 25,3	\$ 29,1	\$ 30,0	\$ 33,6	\$ 31,1	\$ 40,9	\$ 48,7
Abril	\$ 32,7	\$ 27,7	\$ 28,7	\$ 29,9	\$ 32,3	\$ 30,1	\$ 39,1	\$ 50,3
Mayo	\$ 29,8	\$ 28,0	\$ 29,2	\$ 31,1	\$ 34,2	\$ 29,0	\$ 39,2	\$ 56,7
Junio	\$ 30,4	\$ 27,7	\$ 28,3	\$ 29,9	\$ 35,4	\$ 29,3	\$ 41,6	\$ 54,0
Julio	\$ 29,0	\$ 26,9	\$ 28,8	\$ 29,6	\$ 32,9	\$ 29,2	\$ 45,6	\$ 58,5
Agosto	\$ 28,5	\$ 26,2	\$ 27,9	\$ 30,5	\$ 34,7	\$ 29,9	\$ 49,5	\$ 54,0
Septiembre	\$ 25,4	\$ 25,9	\$ 30,0	\$ 28,1	\$ 34,3	\$ 31,7	\$ 47,1	\$ 54,8
Octubre	\$ 27,9	\$ 25,9	\$ 29,4	\$ 29,9	\$ 33,2	\$ 31,9	\$ 41,2	\$ 56,9
Noviembre	\$ 27,8	\$ 27,1	\$ 30,3	\$ 29,4	\$ 34,6	\$ 34,9	\$ 46,4	\$ 61,9
Diciembre	\$ 28,3	\$ 29,8	\$ 32,2	\$ 32,4	\$ 30,5	\$ 37,5	\$ 50,6	\$ 54,8

Fuente: elaboración propia, con base en *información inteligente* de XM en la sección de transacciones y precios – histórico transacciones – precios – precios mensuales años 2009 al 2016

5. **Compras en bolsa:** para el alcance del estudio se consideraron las compras en bolsa como la diferencia negativa entre generación ideal de energía en (kWh) producida por la central hidroeléctrica X y la cantidad vendida de contratos de energía (kWh), ambos hora a hora para todo el período. El resultado de esta operación se multiplicó por el precio de bolsa horario suministrado por el operador XM.

6. **Reconciliaciones negativas:** el documento CREG 060 del 13 de mayo de 2010 (CREG, 2010b) define la metodología para el cálculo del precio de reconciliación negativa:

Reconciliación negativa: Valor que se resta de los ingresos del generador. Aplica cuando la generación ideal es mayor a la generación real, y su valor es la semisuma del precio de bolsa y el precio de oferta de la planta por la diferencia entre la generación ideal y la generación real.

$$\text{Reconciliación negativa} = \left(\frac{P_b + P_o}{2} \right) * (\text{Gen. ideal} - \text{Gen. real})$$

Donde: $P_b > P_o$

- P_b = Precio de bolsa
- P_o = Precio de oferta de la central hidráulica
- Gen. ideal = Generación Ideal de la central hidráulica
- Gen. rea l= Generación real de la central hidráulica
(pp. 29-30).

7. **Costos comerciales:** como se explicó en la anterior sección, todo agente generador de energía en Colombia debe realizar pagos por concepto de costos de conexión, Ley 99, Fazni, Servicios al CND y SIC, costos de arranque y parada, y otros impuestos y contribuciones. En el presente estudio se tomó la información pública presente en los informes de sostenibilidad de la central hidroeléctrica X.
8. **Costos operativos y de mantenimiento:** se tomó la información histórica del período evaluado de los estados financieros de la central hidroeléctrica X.
9. **Gastos de depreciación y total activos fijos netos:** se utilizó la información histórica provista por los estados financieros de la central hidroeléctrica X (anexo 6.1).

Los puntos citados anteriormente son la base para obtener el margen comercial bruto y, posteriormente, para el planteamiento del flujo de caja libre de la central hidroeléctrica X. Sin embargo, es imperioso mencionar que, al incluir la generación de energía del parque eólico Y, los resultados son otros. Bajo los siguientes supuestos de construcción y operación del parque eólico Y se les realizan algunas modificaciones a las cuentas que afectan tanto el márgenes comercial y bruto, como el flujo de caja libre, que nos da como resultado el escenario para establecer la comparación entre los sistemas de generación de energía.

3.2.1 Supuestos del parque eólico Y

- La ubicación del proyecto es en la Alta Guajira, ya que, de acuerdo con un estudio de viabilidad técnica desarrollado por Huertas (2007), el potencial eólico de la Costa Norte de Colombia medido en MW de capacidad instalable es de 20.000.
- La potencia del parque eólico Y es de 400 MW.
- La generación ideal promedio hora es de 152.000 kWh. En efecto se asumió un factor de planta del 38% para todos los períodos horarios en donde hubo generación. Para ello se tomó la generación histórica de una planta eólica de 19,5 MW⁵. La generación real producida por este parque eólico de 400 MW de potencia instalada, y tiene incluidas en su información las salidas forzadas históricas de un parque menor.
- Se consideraron los supuestos en costos de inversión inicial (cápex), expuestos en el informe de la UPME (2015). Se asume para el estudio que no hay reposición de cápex en el período de estudio (tabla 10).

Tabla 10. Costos de inversión inicial parque eólico Y

	Costo unit. USD/MW	Costo total USD/MW
Equipo de generación	USD 1.413.322	USD 565.328.800
Balance de planta	USD 184.158	USD 73.663.200
Costos de desarrollo	USD 175.552	USD 70.220.800
Costos de interconexión	USD 300.000	USD 120.000.000
Total	USD 2.073.032	USD 829.212.800

* NOTA: el presente artículo está escrito en español, por lo cual los decimales se separan con coma, y los millares con punto.

Fuente: elaboración propia.

Considerando que toda la información se está trabajando en pesos colombianos (COP), se utilizará la tasa representativa del mercado

⁵ Para conocer los períodos de generación se tomó la generación kWh entre 2009 y 2016 del parque eólico Jepirachi, y en los períodos donde no hubo generación, para el parque eólico Y se asumió cero (0).

(USD/COP) para enero 2008, indicada por la Superintendencia Financiera de Colombia (s. f.) para estados financieros: \$1.939,77. En este sentido, el valor de inversión inicial es de \$1.608.482.113.056.

- Para los costos de operación y mantenimiento se tomó la información expuesta por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés *International Renewable Energy Agency*) en el documento *Renewable Power Generation Costs in 2018* (IRENA, 2019), en el cual refieren que los mencionados costos para energía eólica en tierra (*Onshore Wind*) en Centroamérica y Suramérica son, en promedio, de USD 0,015/kWh generado. La información de TRM que se utilizó a nivel mensual fue extraída de la Superintendencia Financiera (anexo 7.2).

Tabla 11. Costos totales O&M parque eólico Y

	O&M	
2009	-\$	42.429.057.350
2010	-\$	33.032.758.286
2011	-\$	33.369.002.335
2012	-\$	33.887.573.789
2013	-\$	35.939.354.042
2014	-\$	39.009.630.246
2015	-\$	53.001.880.327
2016	-\$	53.389.052.417

Fuente: elaboración propia.

- En cuanto a los gastos de depreciación, se utilizó el método de depreciación lineal de los activos, considerando una vida útil de 25 años para los equipos de generación. El valor de los equipos en COP es de \$1.096.607.846.376 (valor de compra [USD 565.328.800] * TRM enero 2008 [\$1.940]). (Anexos 6.3 y 6.4).

Tabla 12. Depreciación anual equipos de generación parque eólico Y

	Depreciación Anual
2009	-\$ 43.864.313.855
2010	-\$ 43.864.313.855
2011	-\$ 43.864.313.855
2012	-\$ 43.864.313.855
2013	-\$ 43.864.313.855
2014	-\$ 43.864.313.855
2015	-\$ 43.864.313.855
2016	-\$ 43.864.313.855

Fuente: elaboración propia.

Las cuentas para el cálculo del margen comercial y el margen bruto se modifican tal como se describe a continuación.

1. **Ventas y compras en bolsa:** en los períodos en donde se encontró que la central hidroeléctrica X fue capaz de cumplir con sus obligaciones de contratos de largo plazo, la generación de energía producida por el parque eólico Y se vende en la bolsa a precio de bolsa. Por ello, la cuenta de ventas en bolsa considera en dichos períodos las ventas de la central luego de cubrir sus obligaciones, más las ventas del parque. Mientras tanto, en los períodos de déficit energético toda la generación del parque eólico Y fue destinado para cubrir estos faltantes, y la cuenta de compras disminuye.

2. **Reconciliaciones positiva y negativa:** partiendo del supuesto de que la generación real del parque eólico Y se suma a la generación real de la central hidroeléctrica X, estas cuentas sufren variaciones. En este estudio la cuenta de reconciliaciones negativas disminuye, y aumenta el valor de la cuenta de reconciliaciones positivas.

3. **Cargo por confiabilidad:** por cuanto no se tiene información histórica de asignaciones de OEF para parques eólicos en Colombia, esta cuenta no sufre modificaciones, y se asume que el sistema complementario tiene la misma asignación de OEF y el mismo nivel ENFICC que la central hidroeléctrica X.
4. **Costos comerciales:** asumiendo que los costos comerciales están en función de los ingresos, se calculó el promedio histórico (2009-2016) de cada cargo, impuesto y contribución en función de los ingresos de la central hidroeléctrica X. El resultado se multiplicó por los ingresos del sistema complementario.

3.2.2 Valor presente neto

3.2.2.1 Flujo de caja libre

1. Para el planteamiento del capital de trabajo neto operativo (KTNO) se consideró el valor promedio de los indicadores de actividad del sector energético para los años 2006-2012 (tabla 13), expuestos en el estudio *Caracterización financiera de las empresas generadoras de energía colombianas (2005-2012)* (Restrepo y Sepúlveda, 2015) (p. 74).

Tabla 13. Rotación promedio sector ciclo de efectivo

Indicadores de actividad	Rotación	
	C x C	C x P
2006	63	56
2007	60	46
2008	57	52
2009	51	52
2010	60	80
2011	54	93
2012	46	72
Promedio	56	64

Fuente: elaboración propia, con base en información del estudio.

Se asumió que las cuentas por cobrar para el período 2009-2016 estarían en función de los ingresos percibidos para cada sistema de generación de energía en cada año, y de forma semejante las cuentas por pagar estarían en función de los costos comerciales; es decir:

$$Cuentas\ por\ cobrar = \left(\frac{Rotación\ C\ x\ C}{360} \right) * Ingresos$$

$$Cuentas\ por\ pagar = \left(\frac{Rotación\ C\ x\ P}{360} \right) * Costo\ comercial$$

Dado que estos proyectos continuarán en un horizonte de tiempo mayor, se asumió que no hay recuperación de KTNO al final del último año.

3.2.2.2 Costo promedio ponderado de capital (WACC)

Con la intención de analizar el valor presente neto de cada proyecto, se utilizaron los siguientes valores para el costo promedio ponderado de capital (WACC):

- **Central hidroeléctrica X:** este valor se basa en la investigación llevada a cabo por Zapata y González (2009), en la que desarrollan un estudio sobre los riesgos comerciales asociados a la actividad económica para algunos agentes del MEM. Los autores obtienen el cálculo del WACC utilizando el promedio de cada una de las variables (relación deuda más patrimonio, Kd, Ke y tasa impositiva) reportadas en los estados financieros de Isagen, EPSA y Emgesa (Actual ENEL) para el año 2009. El resultado del WACC para las cuatro principales empresas generadoras del país es 12,9%. Dado que el alcance del presente estudio inicia en el mismo período, se utiliza este índice como tasa de descuento para la modelación financiera.
- **Sistema de energía complementario:** en este caso se hizo una construcción del WACC considerando el supuesto de una estructura de capital de 65% de deuda y 35% de patrimonio, en concordancia con el

planteamiento de la UPME en 2015 para todo el período estudiado. Los valores se presentan a continuación.

Cálculo de K_e

- Tasa libre de riesgo (R_f): se consideró el rendimiento histórico de los bonos de EE. UU. a 10 años, para el 31 de diciembre de 2008, disponible en la página Investing (s. f.). el valor es de 2,22%.
- Beta apalancado empresa ($B_L Empresa$): para el cálculo del beta apalancado se consideraron los siguientes valores extraídos de Damodaran (2008a):
 - *Average beta* del sector de energía (*power*) para el 2009 = 1,65.
 - *Tax rate* (sector) = 5.89%
 - *Market D/E ratio* (sector) = 120,9%.
 - Beta desapalancado (sector): calculado con la fórmula expuesta en el marco teórico, el resultado es: 0,77.
 - *Cash/Firm value* = 14,41%.
 - Se divide el beta desapalancado del sector entre el *cash/firm value*, y nos da como resultado el beta desapalancado por caja del sector igual a 0,90.
 - Considerando la tasa efectiva de impuestos de la empresa del 33%, y la estructura de capital mencionada anteriormente, el valor del beta apalancado de la empresa es: 3,3186.
- Prima de riesgo de mercado: se tomó la diferencia entre el promedio aritmético del rendimiento del S&P (incluyendo dividendos) y el rendimiento de los bonos soberanos de EE. UU. a 10 años, desde 1928 hasta 2007, publicada en Damodaran (2008b). El resultado fue de 6,43%.
- Prima de riesgo País: es igual a la diferencia entre el rendimiento de los bonos *Yankee* con vencimiento a 2020, del 31 de diciembre de 2008, de Colombia (Grupo Aval, 2008), y el rendimiento de los bonos de EE. UU. con vencimiento a 10 años (Trading View, 2008) en esa misma fecha, que son: 7,47% y 2,05%, respectivamente.

La multiplicación del beta apalancado de la empresa, por la prima de mercado, sumado a la tasa libre de riesgo y a la prima de riesgo país, en el valor del K_e en USD resulta igual a 20,66% (tabla 14). Este valor es necesario tenerlo en COP, y para ello se deflacta el K_e teniendo en cuenta la proyección de la Federal Reserve Bank de St. Louis para Estados Unidos (10-Year Treasury Constant Maturity Rate) y la inflación de Colombia para el 2008, de 7,67%, como expone el Banco de la República en su informe sobre inflación para ese año. El valor del K_e en COP es de 21,42%.

Tabla 14. Cálculo del K_e

Tasa libre de riesgo (T-Bond 10Y) (Rf)	2,220%
Cálculo de beta	
BL (sector)	1,65
Effective tax rate (sector)	5,89%
Estructura deuda (sector)	120,90%
Bu	0,77
Cash/Firm value	14,41%
Bu desapalancado por caja (sector)	0,90179
Effective tax rate (empresa)	33%
%D (financiación)	65%
%E (accionistas)	35%
Estructura deuda (empresa)	185,71%
BL (empresa)	2,0239
Market Risk Premium Stocks -T-Bonds -Arithmetic Average (1928-2007)	6,43%
US T-Bond 10Y (USD)	2,05%
Bonos Yankee 2020 (31122008)	7,47%
Prima riesgo país	5,43%
K_e (USD)	20,66%
Proyección de la Federal Reserve Bank de St. Louis para Estados Unidos (10-Year Treasury Constant Maturity Rate) (31122008)	3,86%
Inflación Colombia 2008	7,67%
Devaluación esperada	3,668%
K_e (COP)	21,42%

Fuente: elaboración propia.

Para el costo de la deuda K_d se asume una tasa de 14,01% e. a., la cual se castiga con el descuento de la tasa impositiva del 33%. Consecuentemente, el K_d después de impuestos es de 9,387% para todo el período. En ese orden de ideas, siguiendo

la estructura de capital definida se tiene que el WACC para todo el período es igual a 13,60%.

3.2.2.3 Valor de continuidad

Resulta necesario decir que se espera un crecimiento a perpetuidad (g), el cual será calculado como el promedio simple entre la tasa real de crecimiento de la demanda de energía eléctrica observada para el período 2008-2009, reportada por la UPME (2013) en su *Plan de Expansión de Referencia 2013-2027*, igual al 3%, y la tasa de proyección de crecimiento de la economía colombiana registrada por el Banco de la República en el 2009 es del 3,5%. Por consiguiente, la tasa de crecimiento a perpetuidad (g) es del 3,25%.

3.2.3 TIR modificada

Para el cálculo de la TIR modificada se utilizó la función en Excel de esta herramienta financiera ($f_x = (\text{valores}, \text{tasa}_{\text{financiamiento}}; \text{tasa}_{\text{reversión}})$), en donde se asumió una tasa de financiamiento de valor 0 y una tasa de reinversión igual al WACC para cada proyecto.

3.2.4 Análisis de sensibilidad

Con el propósito de evidenciar si se presenta alguna variación en el WACC del sistema complementario que modifique el resultado del VPN y la TIRM, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad en donde se efectúa un cambio en el Kd versus una variación en la estructura de capital, considerando para ambos una tasa g igual al valor de continuidad del 3,25%.

4. RESULTADOS

Dado que la investigación se enfocó en el déficit de generación de energía de la central hidroeléctrica X en relación con sus compromisos de contratos de largo plazo, las gráficas creadas y las compras causadas muestran que el mayor faltante de energía se presentó en el 2015, cuando se registró un Fenómeno ENOS (Niño) severo. No obstante, los meses finales del 2009 presentaron comportamiento similar. Dicha situación confirma la alta exposición que presenta la matriz energética colombiana a las variables climatológicas, y el riesgo de mercado al que están expuestos los agentes comercializadores que cuentan solo con plantas hidráulicas.

Al identificarse los períodos horarios que requerían compras de energía en bolsa, y al ser estos suplidos por la generación de energía de la planta eólica Y, se encontró que dicha cuenta pasó de generar un costo de \$1.877.439 a \$1.050.037; así mismo, la cuenta de ventas en bolsa pasó de generar unos ingresos de \$2.956.722 a \$4.062.099, ambos para todo el período en el cálculo del margen comercial. En consecuencia, es importante resaltar que para el 2015 el aporte eólico permitió reducir la pérdida reflejada en compras en la bolsa a precios superiores en un 73%. Además, se evidenció que 2009 y 2010 no registraron un balance de compra y venta significativo. De ello se presume que estos valores mínimos con respecto a todo el período analizado se deben a que en los mencionados años se presentaron las tres oscilaciones del Fenómeno ENOS (tabla 2).

Además de lo anterior, incluir la generación de energía del parque eólico Y permitió que la diferencia entre generación ideal y generación real se viera afectada de modo tal que las cuentas de reconciliación positiva y negativa variaran respectivamente en un 218% y un -53%, lo que permitió tener mayores ingresos y menores costos comerciales. El movimiento de las cuentas anteriormente descritas produjo que el margen comercial pasara de \$3.430.384 a \$7.103.976, que representa una variación del 107%. A continuación, en las tablas 15 a la 20 se muestran los resultados para el cálculo del margen comercial y el margen bruto de los dos sistemas, acompañados de la metodología del cálculo del flujo de caja libre.

Tabla 15. Margen comercial y bruto central hidroeléctrica X (en millones de COP)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ingresos								
Contratos	\$ 344.250	\$ 306.652	\$ 421.438	\$ 408.994	\$ 442.920	\$ 461.305	\$ 501.571	\$ 559.685
Bolsa	\$ 316.437	\$ 265.028	\$ 210.648	\$ 296.337	\$ 290.411	\$ 334.379	\$ 664.841	\$ 578.641
Reconciliación	\$ 31.642	\$ 46.037	\$ 22.248	\$ 39.146	\$ 85.787	\$ 69.039	\$ 221.620	\$ 90.460
CxC	-\$ 25.242	-\$ 20.963	-\$ 76.721	-\$ 58.948	-\$ 36.909	-\$ 50.284	-\$ 73.656	-\$ 96.548
Ingresos totales	\$ 667.087	\$ 596.753	\$ 577.614	\$ 685.529	\$ 782.209	\$ 814.438	\$ 1.314.376	\$ 1.132.238
Egresos								
Bolsa	-\$ 217.303	-\$ 160.254	-\$ 51.909	-\$ 116.235	-\$ 264.183	-\$ 174.069	-\$ 515.842	-\$ 377.645
Reconciliación	-\$ 98.884	-\$ 69.449	-\$ 48.203	-\$ 69.068	-\$ 124.111	-\$ 116.354	-\$ 165.523	-\$ 213.104
Costos de conexión	-\$ 2.507	-\$ 2.600	-\$ 2.456	-\$ 2.606	-\$ 2.573	-\$ 2.652	-\$ 4.425	-\$ 4.319
Ley 99	-\$ 15.278	-\$ 19.548	-\$ 11.751	-\$ 17.598	-\$ 13.022	-\$ 16.018	-\$ 26.973	-\$ 26.323
Fazni	-\$ 4.633	-\$ 6.016	-\$ 3.567	-\$ 5.530	-\$ 3.873	-\$ 4.591	-\$ 8.179	-\$ 7.982
Servicios CND SIC	-\$ 3.293	-\$ 2.364	-\$ 5.741	-\$ 2.606	-\$ 2.574	-\$ 3.582	-\$ 5.814	-\$ 5.674
Arranque y parada	-\$ 9.235	-\$ 13.465	-\$ 19	-\$ 13.288	-\$ 11.253	-\$ 9.646	-\$ 16.304	-\$ 15.912
Impuestos y contribuciones	-\$ 2.335	-\$ 2.348	-\$ 5.895	-\$ 1.132	-\$ 157	-\$ 1.924	-\$ 4.122	-\$ 4.023
Costos comerciales	-\$ 353.468	-\$ 276.043	-\$ 129.540	-\$ 228.063	-\$ 421.746	-\$ 328.838	-\$ 747.182	-\$ 654.982
MARGEN COMERCIAL	\$ 313.620	\$ 320.710	\$ 448.074	\$ 457.466	\$ 360.463	\$ 485.601	\$ 567.195	\$ 477.256
O&M	-\$ 25.403	-\$ 18.996	-\$ 21.802	-\$ 26.749	-\$ 31.831	-\$ 34.368	-\$ 44.847	-\$ 43.767
Depreciación	-\$ 27.499	-\$ 29.261	-\$ 29.255	-\$ 24.563	-\$ 22.472	-\$ 22.582	-\$ 21.223	-\$ 19.945
Costos operativos	-\$ 52.902	-\$ 48.257	-\$ 51.056	-\$ 51.312	-\$ 54.303	-\$ 56.950	-\$ 66.070	-\$ 63.712
MARGEN BRUTO	\$ 260.718	\$ 272.454	\$ 397.018	\$ 406.154	\$ 306.160	\$ 428.650	\$ 501.125	\$ 413.544

Fuente: elaboración propia (2019).

Tabla 16. Margen comercial y margen bruto sistema complementario (en millones de COP)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ingresos								
Contratos	\$ 344.250	\$ 306.652	\$ 421.438	\$ 408.994	\$ 442.920	\$ 461.305	\$ 501.571	\$ 559.685
Bolsa	\$ 408.672	\$ 339.891	\$ 280.336	\$ 391.245	\$ 405.898	\$ 547.865	\$ 919.568	\$ 768.625
Reconciliación	\$ 140.684	\$ 155.258	\$ 85.427	\$ 136.438	\$ 243.513	\$ 257.920	\$ 571.850	\$ 338.454
CxC	-\$ 25.242	-\$ 20.963	-\$ 76.721	-\$ 58.948	-\$ 36.909	-\$ 50.284	-\$ 73.656	-\$ 96.548
Ingresos totales	\$ 868.365	\$ 780.837	\$ 710.480	\$ 877.729	\$ 1.055.421	\$ 1.216.805	\$ 1.919.333	\$ 1.570.216
Egresos								
Bolsa	-\$ 128.867	-\$ 83.621	-\$ 29.950	-\$ 67.632	-\$ 153.658	-\$ 95.406	-\$ 297.744	-\$ 193.160
Reconciliación	-\$ 48.966	-\$ 32.998	-\$ 22.099	-\$ 33.702	-\$ 62.618	-\$ 39.829	-\$ 70.615	-\$ 110.639
Costos de conexión	-\$ 2.856	-\$ 2.453	-\$ 2.662	-\$ 3.036	-\$ 3.220	-\$ 3.829	-\$ 5.392	-\$ 5.039
Ley 99	-\$ 17.411	-\$ 14.951	-\$ 16.228	-\$ 18.505	-\$ 19.629	-\$ 23.337	-\$ 32.863	-\$ 30.717
Fazni	-\$ 5.279	-\$ 4.533	-\$ 4.921	-\$ 5.611	-\$ 5.952	-\$ 7.076	-\$ 9.965	-\$ 9.314
Servicios CND SIC	-\$ 3.753	-\$ 3.223	-\$ 3.498	-\$ 3.989	-\$ 4.231	-\$ 5.031	-\$ 7.084	-\$ 6.621
Arranque y parada	-\$ 10.524	-\$ 9.037	-\$ 9.809	-\$ 11.186	-\$ 11.865	-\$ 14.106	-\$ 19.865	-\$ 18.567
Impuestos y contribuciones	-\$ 2.661	-\$ 2.285	-\$ 2.480	-\$ 2.828	-\$ 3.000	-\$ 3.566	-\$ 5.022	-\$ 4.694
Costos comerciales	-\$ 220.318	-\$ 153.102	-\$ 91.648	-\$ 146.489	-\$ 264.172	-\$ 192.179	-\$ 448.550	-\$ 378.752
MARGEN COMERCIAL	\$ 648.046	\$ 627.735	\$ 618.832	\$ 731.239	\$ 791.250	\$ 1.024.626	\$ 1.470.784	\$ 1.191.464
O&M	-\$ 67.832	-\$ 52.029	-\$ 55.171	-\$ 60.637	-\$ 67.770	-\$ 73.378	-\$ 97.849	-\$ 97.156
Depreciación	-\$ 71.364	-\$ 73.125	-\$ 73.119	-\$ 68.427	-\$ 66.336	-\$ 66.447	-\$ 65.087	-\$ 63.810
Costos operativos	-\$ 139.195	-\$ 125.154	-\$ 128.290	-\$ 129.064	-\$ 134.106	-\$ 139.824	-\$ 162.936	-\$ 160.966
MARGEN BRUTO	\$ 508.851	\$ 502.581	\$ 490.542	\$ 602.175	\$ 657.143	\$ 884.802	\$ 1.307.847	\$ 1.030.498

Fuente: elaboración propia (2019).

Tabla 17. Capital invertido central hidroeléctrica X (en millones de COP)

Rotación promedio de sector									
C x C (días)	56								
C x P (días)	64								
Base días	360								
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
C x C	\$ 102.774	\$ 88.928	\$ 98.325	\$ 109.718	\$ 114.074	\$ 123.773	\$ 181.442	\$ 177.073	
C x P	\$ 62.839	\$ 49.074	\$ 23.029	\$ 40.544	\$ 74.977	\$ 58.460	\$ 132.832	\$ 116.441	
KTNO	\$ 165.612	\$ 138.002	\$ 121.354	\$ 150.263	\$ 189.051	\$ 182.233	\$ 314.274	\$ 293.514	
Δ KNT0	\$ 165.612	\$ 27.610	\$ 16.648	-\$ 28.909	-\$ 38.788	\$ 6.818	-\$ 132.041	\$ 20.760	
AFN	\$ 1.838.154	\$ 1.878.708	\$ 1.911.878	\$ 1.940.587	\$ 1.969.300	\$ 2.001.655	\$ 2.031.339	\$ 2.056.813	
Capital invertido	\$ 2.003.767	\$ 2.016.711	\$ 2.033.232	\$ 2.090.850	\$ 2.158.351	\$ 2.183.888	\$ 2.345.613	\$ 2.350.327	

Fuente: elaboración propia (2019).

Tabla 18. Flujo de caja central hidroeléctrica X (en millones de COP)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Margen Bruto	\$ -	\$ 260.718	\$ 272.454	\$ 397.018	\$ 406.154	\$ 306.160	\$ 428.650	\$ 501.125	\$ 413.544
Depreciaciones & Amort	\$ -	\$ 27.499	\$ 29.261	\$ 29.255	\$ 24.563	\$ 22.472	\$ 22.582	\$ 21.223	\$ 19.945
FC Bruto	\$ -	\$ 288.217	\$ 301.715	\$ 426.272	\$ 430.717	\$ 328.632	\$ 451.233	\$ 522.348	\$ 433.489
(-)Δ KNT0	-\$ 165.612	\$ 27.610	\$ 16.648	-\$ 28.909	-\$ 38.788	\$ 6.818	-\$ 132.041	\$ 20.760	\$ -
FC Gen. en Operación	-\$ 165.612	\$ 315.827	\$ 318.363	\$ 397.364	\$ 391.929	\$ 335.450	\$ 319.192	\$ 543.108	\$ 433.489
(-) Capex	-\$ 1.496.071	\$ -	-\$ 11.293	-\$ 6.389	-\$ 6.682	-\$ 6.663	-\$ 9.838	-\$ 8.461	-\$ 5.528
Flujo de Caja Libre	-\$ 1.661.684	\$ 315.827	\$ 307.070	\$ 390.975	\$ 385.247	\$ 328.787	\$ 309.353	\$ 534.647	\$ 427.961

Fuente: elaboración propia (2019).

Tabla 19. Capital invertido central sistema complementario (en millones de COP)

Rotación Promedio de sector									
CxC (días)	56								
CxP (días)	64								
Base días	360								
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
CXC	\$ 117.121	\$ 100.573	\$ 109.165	\$ 124.482	\$ 132.038	\$ 156.982	\$ 221.066	\$ 206.626	
CXP	\$ 39.168	\$ 27.218	\$ 16.293	\$ 26.043	\$ 46.964	\$ 34.165	\$ 79.742	\$ 67.334	
KTNO	\$ 156.289	\$ 127.791	\$ 125.458	\$ 150.524	\$ 179.002	\$ 191.147	\$ 300.808	\$ 273.960	
Δ KNT0	\$ 156.289	\$ 28.498	\$ 2.334	-\$ 25.066	-\$ 28.478	-\$ 12.145	-\$ 109.661	\$ 26.849	
AFN	\$ 3.402.772	\$ 3.399.462	\$ 3.388.767	\$ 3.373.612	\$ 3.358.460	\$ 3.346.951	\$ 3.332.771	\$ 3.314.380	
Capital Invertido	\$ 3.559.061	\$ 3.527.253	\$ 3.514.225	\$ 3.524.136	\$ 3.537.463	\$ 3.538.098	\$ 3.633.579	\$ 3.588.340	

Fuente: elaboración propia (2019).

Tabla 20. Flujo de caja sistema complementario (en millones de COP)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Margen Bruto	\$ -	\$ 508.085	\$ 627.735	\$ 618.832	\$ 731.239	\$ 791.250	\$ 1.024.626	\$ 1.470.784	\$ 1.191.464
Depreciaciones & Amort	\$ -	\$ 71.364	\$ 73.125	\$ 73.119	\$ 68.427	\$ 66.336	\$ 66.447	\$ 65.087	\$ 63.810
FC Bruto	\$ -	\$ 579.449	\$ 700.861	\$ 691.951	\$ 799.667	\$ 857.586	\$ 1.091.073	\$ 1.535.871	\$ 1.255.273
(-)Δ KNT0	-\$ 156.289	\$ 28.498	\$ 2.334	-\$ 25.066	-\$ 28.478	-\$ 12.145	-\$ 109.661	\$ 26.849	\$ 273.960
FC Gen. en Operación	-\$ 156.289	\$ 607.947	\$ 703.194	\$ 666.885	\$ 771.189	\$ 845.441	\$ 981.412	\$ 1.562.719	\$ 1.529.233
(-) Capex	-\$ 3.402.772	-\$ 3.104.553	-\$ 11.293	-\$ 6.389	-\$ 6.682	-\$ 6.663	-\$ 9.838	-\$ 8.461	-\$ 5.528
Flujo de Caja Libre	-\$ 3.559.061	-\$ 2.496.607	\$ 691.901	\$ 660.496	\$ 764.507	\$ 838.778	\$ 971.573	\$ 1.554.258	\$ 1.523.705

Fuente: elaboración propia (2019).

Ahora bien, el planteamiento de los flujos de caja libre de ambos proyectos dejó entrever las variaciones en KTNO y en CÁPEX, como producto de la inclusión del parque eólico Y en el sistema hidráulico. Como resultado, el escenario del sistema complementario arroja que durante el primer año de ejercicio del parque eólico Y el flujo de caja libre fue negativo.

La propuesta del flujo de caja libre expuesta permitió calcular el VPN y la TIR, que arrojaron los resultados que se muestran en la tabla 21.

Tabla 21. VPN y TIRM comparativo entre sistemas

	Sistema de energía	
	Hidráulico	Complementario
VP flujos de caja del período	\$ 87.186.546.347,50	-\$ 2.229.604.627.500
Tasa g	3,25%	3,25%
WACC	12,9%	13,60%
Valor de continuidad	\$ 4.578.956.424.190	\$ 15.200.242.350.913
Valor presente neto	\$ 4.666.142.970.538	\$ 12.970.637.723.413
TIRM	21,783%	17,731%

Fuente: elaboración propia (2019).

El valor presente de los flujos de caja del período para el sistema de energía complementario dio negativo. Debido a que la inversión en este tipo de proyectos se recupera en un tiempo mayor al analizado en el presente estudio, se consideró el valor de continuidad de ambos proyectos, que permitió demostrar que el valor presente neto en el largo plazo es mayor en el sistema complementario que en el sistema hidráulico. Sin embargo, la TIRM proporcionó una perspectiva diferente, ya que es mayor para el sistema hidráulico que para el sistema complementario.

4.1 Análisis de sensibilidad

Los resultados obtenidos se presentan a continuación en la tabla 22.

Tabla 22. Análisis de sensibilidad

<i>g</i>	3,250%											
<i>kd</i>	14,010%											
<i>g del kd</i>	3,250%											
%D	%E	Estructura Deuda	Kd	Kd (1-t)	BL	Ke USD	Ke COP	WACC COP	VP	Valor Continuidad	VPN	TIRM
5%	95%	5%	14,01%	9,387%	0,93	13,6%	14,1%	13,91%	-\$ 2.272.470	\$ 14.757.415	\$ 12.484.945	17,57%
10%	90%	11%	14,47%	9,697%	0,97	13,9%	14,4%	13,92%	-\$ 2.273.137	\$ 14.750.656	\$ 12.477.519	17,57%
15%	85%	18%	14,95%	10,017%	1,01	14,1%	14,6%	13,95%	-\$ 2.278.241	\$ 14.699.071	\$ 12.420.830	17,55%
20%	80%	25%	15,44%	10,348%	1,05	14,4%	14,9%	14,02%	-\$ 2.287.967	\$ 14.601.421	\$ 12.313.454	17,51%
25%	75%	33%	15,95%	10,690%	1,10	14,7%	15,3%	14,13%	-\$ 2.302.473	\$ 14.457.309	\$ 12.154.836	17,46%
30%	70%	43%	16,48%	11,043%	1,16	15,1%	15,7%	14,28%	-\$ 2.321.889	\$ 14.267.236	\$ 11.945.347	17,39%
35%	65%	54%	17,03%	11,408%	1,23	15,5%	16,1%	14,46%	-\$ 2.346.311	\$ 14.032.612	\$ 11.686.301	17,31%
40%	60%	67%	17,59%	11,785%	1,30	16,0%	16,6%	14,69%	-\$ 2.375.798	\$ 13.755.727	\$ 11.379.929	17,21%
45%	55%	82%	18,17%	12,174%	1,40	16,6%	17,2%	14,96%	-\$ 2.410.368	\$ 13.439.675	\$ 11.029.307	17,10%
50%	50%	100%	18,77%	12,576%	1,51	17,3%	18,0%	15,27%	-\$ 2.449.994	\$ 13.088.244	\$ 10.638.250	16,99%
55%	45%	122%	19,39%	12,991%	1,64	18,2%	18,9%	15,63%	-\$ 2.494.601	\$ 12.705.771	\$ 10.211.170	16,86%
60%	40%	150%	20,03%	13,421%	1,81	19,3%	20,0%	16,04%	-\$ 2.544.067	\$ 12.296.985	\$ 9.752.918	16,74%
65%	35%	186%	20,69%	13,864%	2,02	20,7%	21,4%	16,51%	-\$ 2.598.216	\$ 11.866.835	\$ 9.268.620	16,61%
70%	30%	233%	21,38%	14,322%	2,31	22,5%	23,3%	17,03%	-\$ 2.656.822	\$ 11.420.330	\$ 8.763.507	16,49%
75%	25%	300%	22,08%	14,795%	2,71	25,1%	26,0%	17,60%	-\$ 2.719.610	\$ 10.962.381	\$ 8.242.771	16,37%
80%	20%	400%	22,81%	15,284%	3,32	29,0%	30,0%	18,24%	-\$ 2.786.252	\$ 10.497.676	\$ 7.711.425	16,27%
85%	15%	567%	23,57%	15,789%	4,33	35,5%	36,8%	18,93%	-\$ 2.856.374	\$ 10.030.575	\$ 7.174.201	16,19%
90%	10%	900%	24,34%	16,310%	6,34	48,4%	50,2%	19,70%	-\$ 2.929.559	\$ 9.565.029	\$ 6.635.469	16,13%
95%	5%	1900%	25,15%	16,849%	12,38	87,3%	90,5%	20,53%	-\$ 3.005.352	\$ 9.104.531	\$ 6.099.179	16,09%

Fuente: elaboración propia (2019).

En el análisis de sensibilidad se modeló la variación del costo de deuda vs la estructura de deuda con el fin de evaluar el comportamiento del VPN y la TIRM. Dichos resultados dejan entre ver que aún con una estructura de deuda muy alta, el Sistema Complementario continúa generando un mayor VPN y una TIRM inferior a la del sistema hidráulico.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los resultados del estudio indicaron que el margen comercial y el margen bruto son mayores cuando es un sistema de energía complementario (hidráulico y eólico). Sumado a esto se evidenció que el sistema complementario ayudó no solo a disminuir las compras en bolsa y los pagos por reconciliaciones negativas, sino que permitió el aumento de las ventas en bolsa y las ganancias por reconciliaciones positivas. Dado lo anterior, se confirma que un factor determinante que afecta la obtención del margen comercial es la diferencia entre la generación ideal y la generación real y la generación ideal y los contratos bilaterales. Lo anterior permite concluir que existe una alta correlación negativa (una variable aumenta y la otra disminuye) entre el caudal de aportes hídricos del centro del país y el régimen de vientos en la Guajira, que aprueba reducir las compras de energía en la bolsa a precios elevados cuando el recurso hídrico no está disponible para cubrir los compromisos a largo plazo.

Al obtener un valor presente de los flujos de caja del período negativo en el sistema complementario se deduce que la inversión de construcción del parque eólico Y castiga el resultado, al tener una inversión muy alta en un período de análisis muy corto (8 años), en donde no se logra recuperar toda la inversión. Sin embargo, el resultado positivo del VPN de este sistema presenta una perspectiva diferente, ya que, al considerar la continuidad de ambos escenarios, en el largo plazo el sistema complementario termina siendo más rentable; adicionalmente, la inversión en la

construcción y operación del parque eólico Y reduce la exposición al riesgo de mercado en períodos de alta incidencia del Fenómeno de El Niño.

Dada la notable variación en el resultado de la TIRM, se concluye que para un agente generador no resulta atractiva la construcción de un proyecto eólico con el propósito de mitigar el riesgo de incumplimiento de sus contratos de energía, dada la reducción en sus aportes hídricos. Resulta más conveniente establecer una adecuada estrategia comercial en función del manejo de su embalse, para comprar la energía faltante a un precio que reduzca la pérdida. Por lo anterior, se sugiere profundizar en esta investigación reemplazando las compras extemporáneas en bolsa por la utilización de derivados financieros que garanticen la entrega de la energía requerida en temporadas de baja hidrología.

Se recomienda que el presente trabajo pueda ser desarrollado incluyendo el ingreso de la asignación de reserva de regulación (AGC), que establece el compromiso de los generadores hidráulicos, de incrementar o disminuir la generación en función de la variación de frecuencia en el sistema interconectado.

Así mismo, a futuro el desarrollo de esta investigación puede servir como base para evaluar el impacto en la alternativa propuesta por la CREG (2010b) en el documento 060 del 13 de mayo de 2010, donde se establece una metodología alternativa para liquidar la reconciliación negativa conocida como venta de energía con entrega diferida (EVNE), en la cual las reconciliaciones negativas son como una venta a precio de bolsa, pero se entrega en una venta futura.

Finalmente, tal como fue expresado en el marco teórico, en la investigación documental que se adelantó para el presente estudio se encontró que un gran porcentaje de los artículos relacionados con la complementariedad energética están enfocados a evaluar la correlación negativa que garantiza la disponibilidad del recurso para cada tecnología en períodos de escases. Por lo anterior, el presente documento establece un punto de partida para redirigir la investigación de la

complementariedad energética en función del margen comercial, incluyendo las recomendaciones mencionadas líneas arriba.

Los resultados de esta investigación deben abrir nuevamente la discusión entre los generadores y la CREG sobre las alternativas de integración de las FNCER al parque generador. Dada la intermitencia del recurso, resulta vital que se les facilite un tratamiento diferenciador a las plantas con este tipo de tecnologías, que pretender participar en todos los procesos del MEM. Considerando su factor de planta y sus costos de construcción, no resulta competitivo participar de igual a igual en las ofertas del mercado SPOT. La CREG presenta el CxC como una herramienta para disminuir el riesgo financiero, pero aún no es suficiente para impulsar la implementación de este tipo de tecnologías. Se requieren iniciativas tales como la adjudicación de la Prima Verde, expuesta en el documento CREG-161 del 26 diciembre de 2016, donde se plantean algunos incentivos que mejoran los indicadores financieros de este tipo de proyectos.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica – Acolgen (2018). *Análisis de la evolución del Cargo por Confiabilidad*. Recuperado el 15 de agosto de 2019, de https://www.acolgen.org.co/wp-content/uploads/2019/08/ACOLGEN_ANALISIS-DE-LA-EVOLUCIO%CC%81N-DEL-CARGO-POR-CONFIABILIDAD.pdf
- Banco de la República (2008). *Informe sobre Inflación – diciembre de 2008*. Recuperado el 15 de octubre de 2019, de <http://repositorio.banrep.gov.co/handle/20.500.12134/7228>
- Banco Interamericano de Desarrollo – BID (2017). *Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia*. Recuperado el 12 de agosto de 2019, de

<https://publications.iadb.org/es/publicacion/17221/energias-renovables-variables-y-su-contribucion-la-seguridad-energetica>

Cadavid, D. (2008). *Seguimiento a las restricciones del mercado eléctrico colombiano* [trabajo de grado]. Universidad Eafit, Medellín. Disponible en <https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/521>

Colegio de Ingenieros de Chile A.G. (2010). *Energías Renovables No Convencionales: Energía Sustentable para Chile*. Santiago: El autor.

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2016). *Documento CREG-156 de 2016. Precio de Escasez del Cargo por Confiabilidad*. Recuperado el 15 de octubre de 2019, de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/44c9d56a77a20509052580a6004f2d03/\\$FILE/D-156-16%20PRECIO%20DE%20ESCASEZ.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/44c9d56a77a20509052580a6004f2d03/$FILE/D-156-16%20PRECIO%20DE%20ESCASEZ.pdf)

Congreso de la República (2015). *Ley 1753 de junio 9 de 2015. Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 “Todos por un nuevo país”*. Recuperado el 5 de junio de 2019, de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Normograma/Ley%201753%20de%202015.pdf>

Congreso de la Republica de Colombia (2014). *Ley 1715 de mayo 13 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*. Recuperado el 6 de junio de 2019, de http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2010a). *Documento CREG-032 de 2 de marzo de 2010. Por la cual se establece el precio de reconciliación positiva de las plantas hidráulicas*. Recuperado el 4 de octubre de 2019, de: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/4159c07daab0ff670525785a007a7271/\\$FILE/D-032-10%20PRECIO%20DE%20RECONCILIACI%C3%93N%20POSITIVA%20DE%20PLANTAS%20HIDR%C3%81ULICAS.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/4159c07daab0ff670525785a007a7271/$FILE/D-032-10%20PRECIO%20DE%20RECONCILIACI%C3%93N%20POSITIVA%20DE%20PLANTAS%20HIDR%C3%81ULICAS.pdf)

- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2010b). *Documento 060 del 13 mayo de 2010. Metodología para el cálculo del precio de reconciliación negativa*. Recuperado el 6 de abril de 2019, de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/55f5dbdfc5c0c3fc0525785a007a72bc/\\$FILE/D-060-10%20RECONCILIACI%C3%93N%20NEGATIVA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/55f5dbdfc5c0c3fc0525785a007a72bc/$FILE/D-060-10%20RECONCILIACI%C3%93N%20NEGATIVA.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2006). *Resolución 071 de 3 de octubre de 2006. Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía*. Recuperado el 6 de abril de 2019, de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2006-Creg071-2006>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2002). *Resolución 082 de 17 de diciembre de 2002. Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local*. Recuperado el 5 de abril de 2019, de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2002-CREG082-2002>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2000a). *Resolución 064 del 12 de septiembre de 2000. Por la cual se establecen las reglas comerciales aplicables al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, como parte del Reglamento de Operación del SIN*. Recuperado el 5 de abril de 2019, de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2000-Creg064-2000>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2000b). *Resolución 062 de 2000. Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN)*. Recuperado el 5 de

abril de 2019, de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2000-Creg062-2000>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (1996). *Resolución 020 de 27 de febrero de 1996. Por la cual se dictan normas con el fin de promover la libre competencia en las compras de energía eléctrica en el mercado mayorista.* Recuperado el 5 de abril de 2019, de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG20-96>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (1995a). *Resolución 025 de 1995. Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.* Recuperado el 5 de agosto de 2019, de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1995-CRG95025>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (1995b). *Resolución 024 de 1995. Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.* Recuperado el 5 de abril de 2019, de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1995-CRG95024>

Congreso de Colombia (1994). *Ley 143 de 1994, por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.* Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Leyes-1994-Ley143-1994>

Congreso de la República (1994). *Ley 142 de julio 11 de 1994, por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.* Recuperado el 5 de junio de 2019, de http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.html

Congreso de la República (1993). *Ley 99 de diciembre 22 de 1993*. Recuperado el 5 de junio de 2019, de <https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=297> Corporate Finance Institute – CFI (s. f.). *Modified Internal Rate of Return (MIRR)*. Recuperado el 20 de octubre de 2019, de <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/modified-internal-rate-of-return-mirr/>

Corporate Finance Institute – CFI (s. f.). *Internal Rate of Return (IRR)*. Recuperado el 20 de octubre de 2019, de <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/internal-rate-return-irr/>

Constitución Política de Colombia (1991). *Artículo 330*. Recuperado el 10 de octubre de 2019 de <http://www.constitucioncolombia.com/titulo-11/capitulo-4/articulo-330>

Damodaran (2008a). *Betas US Companies*. Recuperado el 1 de noviembre de 2019, de <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Damodaran (2008b). Historical returns: Stocks, T.Bonds & T.Bills with premiums US companies. Recuperado el 1 de noviembre de 2019, de <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Departamento Nacional de Planeación – DNP, Banco Mundial y Fondo Fiduciario de Crecimiento Verde de Corea (2017). *Energy Supply Situation in Colombia (Energinc)*. Recuperado el 14 de octubre de 2019, de <https://www.dnp.gov.co/Crecimiento-Verde/Documents/ejes-tematicos/Energia/MCV%20-%20Energy%20Supply%20Situation%20vf.pdf>

Federal Reserve Bank of St. Louis – FRED (s. f.). *Producer Price Index for All Commodities*. Recuperado el 6 de octubre de 2019, de <https://fred.stlouisfed.org/series/PPIACO>

Federal Reserve Bank of St. Louis – FRED (2008). *10-Year Treasury Constant Maturity Rate (2008)*. Recuperado el 1 de noviembre de 2019, de <https://fred.stlouisfed.org/series/DGS10>

- Fernández, P. (2008). Métodos de valoración de empresas. *Documento de Investigación DI-771*. Universidad de Navarra, Barcelona. Recuperado el 21 de agosto de 2019, de <https://media.iese.edu/research/pdfs/DI-0771.pdf>
- Franco, J., y Dyner, I. (2004). Evaluación de un portafolio de generación de electricidad, utilizando dinámicas de sistemas. *Energética* 32, 75-84. Recuperado el 20 de agosto de 2019, de <http://www.bdigital.unal.edu.co/26416/1/24003-83982-1-PB.pdf>
- Grupo Aval (2008). Bono Yankee 2020. Renta Fija. *Portal Financiero*. Recuperado el 01 de noviembre de 2019, de <https://www.grupoaval.com/wps/portal/grupo-aval/aval/portal-financiero/renta-fija/yankees>
- Grupo de Energía de Bogotá - (2018). *Inserto Proyecto UPME 06 – 2017: Subestación Colectora 500 kV y Líneas de Transmisión Colectora – Cuestecitas y Cuestecitas – La Loma 500 kV*. Recuperado el 27 de abril de 2019, de <https://www.grupoenergiabogota.com/eeb/index.php/transmision-de-electricidad/proyectos-en-desarrollo2/proyecto-upme-06-2017-subestacion-colectora>
- Huertas, L (2007). Predicción de parques eólicos como herramienta de planeación [tesis de Maestría]. Universidad de los Andes, Bogotá. Recuperado el 9 de octubre de 2019, de <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/9458/u281818.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Información Inteligente 10 de XM (s. f.). Recuperado el 4 de octubre de 2019, de <http://informacioninteligente10.xm.com.co/pages/default.aspx>
- International Renewable Energy Agency – IRENA (2019). *Renewable Power Generation Costs in 2018*. Abu Dabi: International Renewable Energy Agency. Recuperado el 19 de octubre de 2019, de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – Ideam (30 de marzo, 2016). Condiciones Hidroclimáticas Actuales y Predicción Climática para los Próximos Meses [presentación en PowerPoint]. Recuperado el 5 de octubre

de 2019, de http://www.siac.gov.co/documents/21021/548388/03_Condiciones+Clim%C3%A1ticas+Actuales_marzo+30+de+2016.pdf/18a91d72-8eec-40f6-964c-ca56eb6fa2de?version=1.0

Investing (s. f.). *Rentabilidad del bono Estados Unidos 10 años*. Recuperado el 6 de octubre de 2019, de <https://es.investing.com/rates-bonds/u.s.-10-year-bond-yield-historical-data>

Jurasz, J., Canales, F., Kies, A., Guezgoz, M., & Beluco, A. (2018). *Journal of Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Recuperado el 1 de noviembre de <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1904/1904.01667.pdf>

López, G. (2010). *Finanzas Corporativas*. Buenos Aires: Alfaomega. Recuperado el 20 de septiembre de 2019, de https://moodle2.unid.edu.mx/dts_cursos_md/lic/ET/EP/AM/10/Finanzas_corporativas.pdf

Ministerio de Minas y Energía (2018). *Resolución 40791 de julio 31 de 2018. "Por la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista"*. Recuperado el 10 de julio de 2019, de http://legal.legis.com.co/document?obra=legcol&document=legcol_0023bd4e97114cc79a428f9b705ed19c

Ministerio de Minas y Energía (1992). *Decreto 2119 de diciembre 29 de 1992. Por el cual se reestructura el Ministerio de Minas y Energía, el Instituto de Asuntos Nucleares, IAN y Minerales de Colombia S.A., MINERALCO*. Recuperado el 4 de abril de 2019, de <http://www.suin.gov.co/viewDocument.asp?id=1759203>

Paredes, J., y Ramírez, J. (2017). *Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: Complementariedad en Colombia*. BID. Recuperado el 8 de noviembre de 2018, de <https://publications.iadb.org/es/publicacion/17221/energias-renovables-variables-y-su-contribucion-la-seguridad-energetica>

- REN21 Community – REN21 (2018). *Renewable 2018: Global Status Report*. Recuperado el 11 de abril de 2019, de https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf
- Restrepo, A., y Sepúlveda, C (2016). Caracterización financiera de las empresas generadoras de energía colombianas (2005-2012). *Revista Facultad de Ciencias Económicas: Investigación y Reflexión*, 24(2), 63-84. Recuperado el 10 de octubre de 2019. <https://doi.org/10.18359/rfce.2213>
- Rudnick, H. (2010). Energía eólica. La generación eólica. En Colegio de Ingenieros de Chile A.G. *Energías Renovables No Convencionales: Energía Sustentable para Chile* (pp. 81-99). Santiago: el autor. Recuperado de <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/CapituloEolico.pdf>
- Santa María, M., Von Der Fehr, N-H., Millán, J., Benavides, J., Gracia, O., y Schutt, E. (2009). El mercado de la energía eléctrica en Colombia: Características, evolución e impacto sobre otros sectores. *Cuadernos Fedesarrollo*, 30. Recuperado el 7 de agosto de 2019, de https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/171/CDF_No_%2030_Octubre_2009.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Sánchez, G. (2018). *Curso de finanzas corporativas. Notas de Clase*. Universidad EAFIT, Bogotá.
- Siemens Gamesa (2019). *Ficha Técnica Aerogenerador SG 2.1-114*. Recuperado el 1 de noviembre de 2019, de <https://www.siemensgamesa.com/es-es/-/media/siemensgamesa/downloads/es/products-and-services/onshore/brochures/siemens-gamesa-onshore-wind-turbine-sg-2-1-114-es.pdf>
- Superintendencia Financiera de Colombia (s. f.). *Histórico TRM para estados financieros*. Recuperado el 6 de octubre de 2019, de <https://www.superfinanciera.gov.co/inicio/9332>
- Trading View (2008). US 10Y Gráfico. *Rendimiento de los bonos del gobierno de EEUU a 10 años*. Recuperado el 1° de noviembre de 2019, de <https://es.tradingview.com/symbols/TVC-US10Y/>

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. *Componente I Proyecto inversiones catalizadoras para energía geotérmica*. Convenio ATN/FM-12825-CO. Recuperado el 9 de febrero de 2019, de http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf

Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME (2013). *Plan de Expansión de Referencia. Generación - Transmisión 2013-2027*. Recuperado el 11 de febrero de 2019, de <https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/1030/23/23.%20PLAN%20DE%200EXPANSION%202013-2027%20INFORME.PDF>

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2009). Plan de Expansión de Referencia 2009-2023. *Ministerio de Minas y Energía*. Recuperado el 11 de febrero de 2019, de http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2009/Plan%20de%20Expansion%202009-2023.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2004). *Una visión del mercado eléctrico colombiano*. Recuperado el 11 de febrero de 2019 de <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/829>

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2015). *Atlas del Potencial Hidroenergético de Colombia*. Recuperado el 21 de octubre de 2019, de https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Atlas/Atlas_p25-36.pdf

XM (22 de febrero, 2007). *El mercado de energía mayorista y su administración* [presentación en PowerPoint]. Recuperado el 21 de agosto de 2019, de <http://www.xm.com.co/BoletinXM/Boletines%20Anteriores/1456/MEM.pdf>

XM. *Obligaciones de Energía Firme* (s. f.). Recuperado el 4 de octubre de 2019, de: <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/obligacion-de-energia-firme.aspx>

XM (2012). Manual Para el Cálculo del CSC, CTC y el PCAP/GSA. Gerencia Centro Nacional de Despacho Dirección Transacciones del Mercado. Recuperado el 11 de octubre de 2019, de

https://www.xm.com.co/Formatos%20Reclamacion%20Facturacion/InstructivoCSC_CTC_CAPGSA.pdf

Zapata, E., y González, J. (2009). *Análisis del riesgo corporativo en la valoración de una empresa del sector generador de energía eléctrica en Colombia* [trabajo de grado]. Escuela de Ingeniería de Antioquia, Envigado. Recuperado el 15 de octubre de 2019 de: https://repository.eia.edu.co/bitstream/11190/1627/7/ZapataElizabeth_2009_AnalisisRiesgoCorporativo.pdf

7. ANEXOS

7.1 Otros conceptos central hidroeléctrica X (en millones de COP)

	Dep. período	Dep. acum.	Activos	Cápex
2008	-	-	-	\$ 1.496.071
2009	\$ 27.499	-\$ 342.083	\$ 1.496.071	-
2010	\$ 29.261	-\$ 371.344	\$ 1.507.364	\$ 11.293
2011	\$ 29.255	-\$ 398.125	\$ 1.513.753	\$ 6.389
2012	\$ 24.563	-\$ 420.153	\$ 1.520.435	\$ 6.682
2013	\$ 22.472	-\$ 442.202	\$ 1.527.098	\$ 6.663
2014	\$ 22.582	-\$ 464.718	\$ 1.536.936	\$ 9.838
2015	\$ 21.223	-\$ 485.941	\$ 1.545.398	\$ 8.461
2016	\$ 19.945	-\$ 505.887	\$ 1.550.926	\$ 5.528

Fuente: elaboración propia (2019).

7.2 Generación kWh por mes parque eólico Y, costos O&M en USD, TRM (USD/COP) y costos O&M en COP

Fecha	Generación kWh	O&M (USD)	TRM	O&M (COP)
ene-09	110.656.000	USD 1.659.840	\$ 2.420	\$ 4.017.244.358
feb-09	101.688.000	USD 1.525.320	\$ 2.556	\$ 3.898.550.135
mar-09	113.088.000	USD 1.696.320	\$ 2.544	\$ 4.315.845.197
abr-09	108.984.000	USD 1.634.760	\$ 2.289	\$ 3.741.377.126
may-09	110.960.000	USD 1.664.400	\$ 2.141	\$ 3.562.914.504
jun-09	106.248.000	USD 1.593.720	\$ 2.145	\$ 3.418.864.081
jul-09	107.768.000	USD 1.616.520	\$ 2.041	\$ 3.299.236.494
ago-09	112.936.000	USD 1.694.040	\$ 2.058	\$ 3.486.012.452
sep-09	106.552.000	USD 1.598.280	\$ 1.925	\$ 3.077.472.157
oct-09	109.440.000	USD 1.641.600	\$ 1.994	\$ 3.273.022.080
nov-09	102.144.000	USD 1.532.160	\$ 1.998	\$ 3.061.945.152
dic-09	106.856.000	USD 1.602.840	\$ 2.044	\$ 3.276.573.613
ene-10	105.488.000	USD 1.582.320	\$ 1.982	\$ 3.136.617.113
feb-10	90.744.000	USD 1.361.160	\$ 1.932	\$ 2.630.196.691
mar-10	111.720.000	USD 1.675.800	\$ 1.922	\$ 3.220.686.504
abr-10	107.160.000	USD 1.607.400	\$ 1.950	\$ 3.135.137.256
may-10	97.432.000	USD 1.461.480	\$ 1.972	\$ 2.881.380.894
jun-10	97.280.000	USD 1.459.200	\$ 1.913	\$ 2.791.668.480
jul-10	100.624.000	USD 1.509.360	\$ 1.843	\$ 2.781.433.514
ago-10	98.344.000	USD 1.475.160	\$ 1.826	\$ 2.694.099.460
sep-10	60.800.000	USD 912.000	\$ 1.801	\$ 1.642.521.120
oct-10	92.720.000	USD 1.390.800	\$ 1.832	\$ 2.547.444.912
nov-10	89.680.000	USD 1.345.200	\$ 1.933	\$ 2.599.773.876
dic-10	103.512.000	USD 1.552.680	\$ 1.914	\$ 2.971.798.466
ene-11	111.264.000	USD 1.668.960	\$ 1.868	\$ 3.117.316.867
feb-11	101.080.000	USD 1.516.200	\$ 1.907	\$ 2.891.954.394
mar-11	112.024.000	USD 1.680.360	\$ 1.871	\$ 3.143.281.416
abr-11	108.984.000	USD 1.634.760	\$ 1.768	\$ 2.890.566.284
may-11	96.064.000	USD 1.440.960	\$ 1.798	\$ 2.590.601.117
jun-11	92.720.000	USD 1.390.800	\$ 1.772	\$ 2.464.942.656
jul-11	105.336.000	USD 1.580.040	\$ 1.778	\$ 2.809.026.713
ago-11	98.800.000	USD 1.482.000	\$ 1.780	\$ 2.638.345.320
sep-11	88.920.000	USD 1.333.800	\$ 1.929	\$ 2.572.913.538
oct-11	83.752.000	USD 1.256.280	\$ 1.871	\$ 2.351.115.457
nov-11	90.592.000	USD 1.358.880	\$ 1.949	\$ 2.647.791.269
dic-11	111.568.000	USD 1.673.520	\$ 1.943	\$ 3.251.147.304

Fecha	Generación kWh	O&M (USD)	TRM	O&M (COP)
ene-12	112.176.000	USD 1.682.640	\$ 1.806	\$ 3.038.814.187
feb-12	105.032.000	USD 1.575.480	\$ 1.767	\$ 2.783.636.838
mar-12	112.936.000	USD 1.694.040	\$ 1.792	\$ 3.035.838.263
abr-12	102.144.000	USD 1.532.160	\$ 1.764	\$ 2.702.730.240
may-12	108.528.000	USD 1.627.920	\$ 1.834	\$ 2.985.279.696
jun-12	104.272.000	USD 1.564.080	\$ 1.785	\$ 2.791.257.168
jul-12	110.960.000	USD 1.664.400	\$ 1.791	\$ 2.980.507.656
ago-12	107.464.000	USD 1.611.960	\$ 1.825	\$ 2.942.165.512
sep-12	104.880.000	USD 1.573.200	\$ 1.801	\$ 2.832.578.064
oct-12	80.560.000	USD 1.208.400	\$ 1.831	\$ 2.212.882.500
nov-12	103.664.000	USD 1.554.960	\$ 1.814	\$ 2.820.262.051
dic-12	104.120.000	USD 1.561.800	\$ 1.768	\$ 2.761.621.614
ene-13	112.784.000	USD 1.691.760	\$ 1.776	\$ 3.003.973.644
feb-13	101.992.000	USD 1.529.880	\$ 1.814	\$ 2.775.630.686
mar-13	112.936.000	USD 1.694.040	\$ 1.832	\$ 3.103.820.088
abr-13	107.616.000	USD 1.614.240	\$ 1.826	\$ 2.947.327.819
may-13	100.320.000	USD 1.504.800	\$ 1.908	\$ 2.870.797.248
jun-13	109.440.000	USD 1.641.600	\$ 1.929	\$ 3.166.646.400
jul-13	113.088.000	USD 1.696.320	\$ 1.896	\$ 3.216.477.168
ago-13	107.464.000	USD 1.611.960	\$ 1.935	\$ 3.119.835.743
sep-13	94.392.000	USD 1.415.880	\$ 1.908	\$ 2.701.909.645
oct-13	105.488.000	USD 1.582.320	\$ 1.889	\$ 2.989.255.651
nov-13	98.496.000	USD 1.477.440	\$ 1.932	\$ 2.854.236.787
dic-13	110.352.000	USD 1.655.280	\$ 1.927	\$ 3.189.443.162
ene-14	112.328.000	USD 1.684.920	\$ 2.021	\$ 3.405.391.812
feb-14	97.432.000	USD 1.461.480	\$ 2.047	\$ 2.991.284.190
mar-14	112.328.000	USD 1.684.920	\$ 1.969	\$ 3.318.365.694
abr-14	109.136.000	USD 1.637.040	\$ 1.933	\$ 3.165.151.358
may-14	113.088.000	USD 1.696.320	\$ 1.901	\$ 3.224.093.645
jun-14	109.288.000	USD 1.639.320	\$ 1.881	\$ 3.083.872.391
jul-14	113.088.000	USD 1.696.320	\$ 1.879	\$ 3.186.961.200
ago-14	98.648.000	USD 1.479.720	\$ 1.919	\$ 2.839.020.386
sep-14	102.904.000	USD 1.543.560	\$ 2.022	\$ 3.121.078.320
oct-14	105.640.000	USD 1.584.600	\$ 2.062	\$ 3.267.318.432
nov-14	103.664.000	USD 1.554.960	\$ 2.206	\$ 3.430.537.202
dic-14	110.808.000	USD 1.662.120	\$ 2.392	\$ 3.976.555.615
ene-15	109.744.000	USD 1.646.160	\$ 2.441	\$ 4.018.441.176
feb-15	95.912.000	USD 1.438.680	\$ 2.497	\$ 3.592.369.573
mar-15	111.720.000	USD 1.675.800	\$ 2.598	\$ 4.354.331.688
abr-15	107.616.000	USD 1.614.240	\$ 2.394	\$ 3.863.812.579
may-15	109.896.000	USD 1.648.440	\$ 2.534	\$ 4.176.800.788

Fecha	Generación kWh	O&M (USD)	TRM	O&M (COP)
jun-15	108.528.000	USD 1.627.920	\$ 2.599	\$ 4.230.443.146
jul-15	113.088.000	USD 1.696.320	\$ 2.863	\$ 4.855.732.963
ago-15	109.136.000	USD 1.637.040	\$ 3.080	\$ 5.042.034.089
sep-15	98.800.000	USD 1.482.000	\$ 3.087	\$ 4.574.563.500
oct-15	98.648.000	USD 1.479.720	\$ 2.898	\$ 4.287.977.008
nov-15	107.160.000	USD 1.607.400	\$ 3.142	\$ 5.050.627.614
dic-15	104.880.000	USD 1.573.200	\$ 3.149	\$ 4.954.746.204
ene-16	111.720.000	USD 1.675.800	\$ 3.287	\$ 5.508.874.098
feb-16	104.272.000	USD 1.564.080	\$ 3.320	\$ 5.192.432.784
mar-16	112.024.000	USD 1.680.360	\$ 3.001	\$ 5.042.138.627
abr-16	106.248.000	USD 1.593.720	\$ 2.851	\$ 4.543.918.841
may-16	105.640.000	USD 1.584.600	\$ 3.090	\$ 4.895.859.390
jun-16	108.680.000	USD 1.630.200	\$ 2.919	\$ 4.758.570.102
jul-16	112.176.000	USD 1.682.640	\$ 3.082	\$ 5.185.475.820
ago-16	110.808.000	USD 1.662.120	\$ 2.957	\$ 4.914.107.644
sep-16	97.888.000	USD 1.468.320	\$ 2.880	\$ 4.228.879.066
oct-16	73.872.000	USD 1.108.080	\$ 2.999	\$ 3.322.633.284
nov-16	81.624.000	USD 1.224.360	\$ 3.086	\$ 3.777.885.216
dic-16	44.840.000	USD 672.600	\$ 3.001	\$ 2.018.277.546

Fuente: elaboración propia (2019).

7.3 Otros conceptos parque eólico Y (en millones de COP)

	O&M	Dep. período	Dep. acum.	Activos	Cápex
2008	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.608.482
2009	-\$ 42.429	-\$ 43.864	-\$ 43.864	\$ 1.608.482	\$ 1.608.482
2010	-\$ 33.033	-\$ 43.864	-\$ 87.729	\$ 1.608.482	\$ -
2011	-\$ 33.369	-\$ 43.864	-\$ 131.593	\$ 1.608.482	\$ -
2012	-\$ 33.888	-\$ 43.864	-\$ 175.457	\$ 1.608.482	\$ -
2013	-\$ 35.939	-\$ 43.864	-\$ 219.322	\$ 1.608.482	\$ -
2014	-\$ 39.010	-\$ 43.864	-\$ 263.186	\$ 1.608.482	\$ -
2015	-\$ 53.002	-\$ 43.864	-\$ 307.050	\$ 1.608.482	\$ -
2016	-\$ 53.389	-\$ 43.864	-\$ 350.915	\$ 1.608.482	\$ -

Fuente: elaboración propia (2019).

7.4 Otros conceptos sistema complementario (en millones COP)

	O&M	Dep. período	Dep. acum.	Activos	Cápex
2008					\$ 3.402.772
2009	-\$ 67.832	-\$ 71.364	-\$ 385.948	\$ 3.104.553	\$ 3.104.553
2010	-\$ 52.029	-\$ 73.125	-\$ 459.073	\$ 3.115.846	\$ 11.293
2011	-\$ 55.171	-\$ 73.119	-\$ 529.718	\$ 3.122.235	\$ 6.389
2012	-\$ 60.637	-\$ 68.427	-\$ 595.610	\$ 3.128.917	\$ 6.682
2013	-\$ 67.770	-\$ 66.336	-\$ 661.524	\$ 3.135.580	\$ 6.663
2014	-\$ 73.378	-\$ 66.447	-\$ 727.904	\$ 3.145.418	\$ 9.838
2015	-\$ 97.849	-\$ 65.087	-\$ 792.992	\$ 3.153.880	\$ 8.461
2016	-\$ 97.156	-\$ 63.810	-\$ 856.801	\$ 3.159.408	\$ 5.528

Fuente: elaboración propia (2019).