

**Cobertura al riesgo ante la variabilidad hidrológica en
una central hidráulica a filo de agua usando derivados
climáticos**

José Hernández y Fernando Carvajal-Serna

José Hernández y Fernando Carvajal-Serna

Cobertura al riesgo ante la variabilidad hidrológica en una central hidráulica a filo de agua usando derivados climáticos

Resumen: Colombia tiene un sistema de generación eléctrica con una participación del 68 % de componente hidráulico y del 32 % de componente térmico, lo cual hace que el sistema sea vulnerable al riesgo hidrológico. Este artículo presenta la metodología de construcción de un índice usando la teoría de derivados climáticos como estrategia para cubrirse del riesgo hidrológico en una central hidráulica a filo de agua. El índice, denominado caudal para generación, se construye teniendo en cuenta dos casos de variable subyacente: el caudal y la precipitación. En ambos casos se demuestra que el índice es una alternativa para la disminución de la volatilidad de los ingresos por venta de energía: en el caso del caudal la disminución es del 92 % y en el de la precipitación es del 38 %, comprobándose así su efectividad como cobertura frente al riesgo hidrológico.

Palabras clave: sistema eléctrico colombiano, derivados climáticos, central hidráulica a filo de agua, cobertura al riesgo, riesgo hidrológico.

Clasificación JEL: G17, L10, L94.

Risk coverage in the face of hydrological variability in a run-off hydraulic power plant using weather derivatives

Abstract: Colombia's power plant system has a 68 % share of hydraulic component and a 32 % share of thermal component. Such a composition makes the system vulnerable to hydrological variability. With the aim to develop a strategy to cover against hydrological risk in a run-off hydraulic power plant, this paper shows a methodology to build an index based on the theory of weather derivatives. The index, named charge for generation, is built using stream flows and precipitation as underlying variables. The results show that the index is an alternative to reduce the volatility of revenues from energy sales in 92 % in the case of stream flows, and in 38 % for precipitation. Thus, the proposed index is effective as coverage against hydrological risk.

Keywords: Colombian power system, climate derivatives, run-off hydraulic power plant, risk coverage, hydrological risk.

JEL Classification: G17, L10, L94.

Couverture des risques pour la variabilité hydrologique dans une centrale hydraulique au fil de l'eau en utilisant des dérivés climatiques

Résumé: La Colombie a un système de production d'énergie dont la participation hydraulique représente le 68 %, tandis que la participation thermique représente le 32 %, ce qui veut dire que le pays possède un système assez vulnérable au risque hydrologique. Cet article propose une méthodologie pour la construction d'un indice de risque, à travers utilisation de la théorie des dérivés climatiques tant qu'une stratégie visant la couverture d'un risque hydrologique pour une centrale hydraulique au fil de l'eau. L'indice, appelé génération de flux, est construit en considérant deux cas de variables sous-jacentes: le flux et les précipitations. Pour les deux cas, nous montrons que l'indice est une mesure alternative lorsqu'on s'intéresse aux déterminants qui réduisent la volatilité des revenus des ventes d'électricité: dans le cas du flux, nous avons 92 % et pour le cas des précipitations nous avons 38 %, ce qui montre bien son efficacité tant que couverture contre le risque hydrologique.

Mots-clés: système d'électricité colombienne, dérivés climatiques, centrale hydraulique au fil de l'eau, couverture des risques, risques hydrologiques.

Classification JEL: G17, L10, L94.

Cobertura al riesgo ante la variabilidad hidrológica en una central hidráulica a filo de agua usando derivados climáticos

José Hernández y Fernando Carvajal-Serna*

–Introducción. –I. Marco teórico. –II. Estructuración de un derivado climático para una central hidráulica sin regulación. –III. Resultados y análisis. –Conclusiones. –Referencias.

doi: 10.17533/udea.le.n87a07

Primera versión recibida el 7 de octubre de 2016; versión final aceptada el 10 de febrero de 2017

Introducción

Los derivados climáticos aparecieron por primera vez en los Estados Unidos a raíz del fenómeno del niño de 1997-1998, uno de los más intensos de los últimos años, el cual produjo un invierno atípicamente cálido en los Estados Unidos y por tanto una importante reducción en la energía utilizada para calefacción. Las empresas del sector energético entendieron que no era suficiente con hacer coberturas que fijaran el precio al que vendían la energía, sino que era necesaria otra clase de instrumento financiero que permitiera mitigar el riesgo volumétrico, es decir, cubrir los flujos de caja contra las variaciones producidas por la disminución en las ventas (Dorflietner & Wimmer, 2010; Strommer-Van, 2013; Matei & Voica, 2011; González & Nave, 2010).

Un derivado climático se basa en la teoría, el desarrollo y la aplicación de un derivado financiero en los sectores de la economía, donde los precios tienen una alta volatilidad y los compradores de commodities necesitan un

* *José Miguel Hernández*: Celsia S.A. ESP, Medellín, Colombia. Dirección electrónica: jhernandez@celsia.com

Luis Fernando Carvajal-Serna: Profesor Asociado, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. Dirección electrónica: lfcarvaj@unal.edu.co

instrumento financiero para cubrirse ante el riesgo que genera la volatilidad del mercado. En Colombia, el desarrollo del mercado de derivados financieros (DF), que son la base teórica de los derivados climáticos (DC), ha demorado varios años. El inicio de la aplicación de los DF inicia en 1999 cuando empiezan a ser utilizadas por el Banco de la República, la Tesorería General de la Nación y las entidades públicas. Cuando un derivado financiero se aplica es un sector en el cual el agua es el recurso principal, entonces ya entra en el campo de los derivados climáticos, en el cual la variable subyacente del derivado es una variable hidroclimática (por ejemplo, precipitación, caudal, temperatura). En Colombia, el sector eléctrico tiene un alto componente hidráulico, el cual depende de la variabilidad hidrológica que, como consecuencia del fenómeno ENSO y de la migración de la zona de confluencia intertropical (Poveda, 2004), ha hecho que en la última década el precio de la energía presente una alta volatilidad. Además, el componente térmico se ve afectado por la variabilidad en el precio de los commodities. En Colombia la serie de retorno de precios de la energía desde 1997 a 2010 presenta los siguientes estadísticos: una media 0,000382, una desviación estándar de 0,1147 y un coeficiente de asimetría y kurtosis de 0,0549 y 8,9202, respectivamente. Estos valores muestran la alta volatilidad de la serie de precios (Bello-Rodríguez & Beltrán-Ahumada, 2010).

En la actualidad, en el mercado eléctrico colombiano la compra y venta en el *spot* o bolsa de energía se hace a través de un mecanismo de subasta, un mercado de energía firme y un mercado de contratos bilaterales; este último ha tenido muchos problemas, ya que existe una gran cantidad de modelos de contratos, lo que dificulta la buena operación del mecanismo. Por lo tanto, para ello se pensó en implementar un mercado de derivados financieros, el cual empezó a funcionar en el 2008 y dio lugar al desarrollo de un mercado de derivados de energía, ya que la ley 964 de 2005 y el decreto 2893 de 2007 permitían el consentimiento de los intercambios de derivados financieros y la creación de cámaras de compensación, respectivamente (Amaya & Ortega, 2012; Derivex, 2016). Esto hizo que el administrador del mercado (XM) y el mercado de valores (BVC) se unieran para crear por primera vez en Colombia la cámara de compensación e implementar un mercado de derivados de energía eléctrica como activo subyacente, y así crear un Nuevo Mercado de Derivados Estandarizados de Energía.

El modelo operativo del Derivex (Derivex, 2016) básicamente está conformado por una cámara de riesgo de contraparte, miembros liquidadores y los clientes, donde la Cámara de Riesgo Central de Contraparte (CRCC) compensa y liquida a nivel de cliente final, y la administración de riesgo se monitorea a nivel de cada cuenta y se gestiona a nivel de miembro liquidador. En síntesis este nuevo mercado fortalece al sector eléctrico del país, ya que facilita mayor liquidez en el mercado y, además, permite a los agentes del mercado ofrecer otros tipos de negociaciones y realizar las modificaciones a los contratos que hoy en día se maneja en los OTC. Lo más importante para el país es establecer una relación entre el sector energético y el sector financiero que permita generar un avance mutuo y promueva el crecimiento del mercado liberalizado eléctrico colombiano.

Teniendo como marco el estado actual de los derivados financieros en Colombia y la aplicabilidad en el sector eléctrico, a través de los derivados climáticos, el presente trabajo tiene como objetivo evaluar un derivado climático con precipitación o caudal como activo subyacente en la estabilización de los flujos de caja de un proyecto hidroeléctrico. Para la estructuración de un derivado climático se requiere de una revisión del estado del arte sobre los derivados climáticos como estrategia de cobertura, plantear un derivado con precipitación o caudal como variable subyacente (futuros u opciones) que le permita a una central hidroeléctrica cubrir sus flujos de caja contra fluctuaciones en dicha variable, evaluar los principales métodos de valoración de derivados presentes en la literatura y seleccionar aquel que mejor se ajuste a las características del contrato propuesto, y concluir acerca de la efectividad de la estrategia de cobertura en el caso de aplicación.

Para presentar el derivado climático propuesto y los resultados del estudio, los cuales se presentan a continuación, el presente artículo está organizado de la siguiente forma: en la sección I se presenta el marco teórico; la metodología de obtención de derivado climático y la simulación, se n a conocer en la segunda sección II, en la sección III se hace un análisis de resultados, finalmente se presentan las conclusiones y las referencias.

Como resultado general, se obtuvo que el índice climático desarrollado, ya con base en la variable precipitación y caudal en una central hidráulica sin

regulación, permite cubrirse ante el riesgo hidrológico y obtener unos flujos de caja con menor variabilidad en el tiempo. Por las características de la alta variabilidad de la precipitación respecto del caudal, el índice responde mejor a la variable caudal.

I. Marco teórico

A. *Fundamentos*

Uno de los aspectos fundamentales de un derivado climático es el riesgo base, el cual surge porque el activo que se desea cubrir no es exactamente el mismo que el subyacente del derivado, o porque la fecha de liquidación del contrato no coincide con la fecha de venta o compra del activo. El riesgo base cobra especial importancia porque es la principal causa de iliquidez, ya que se generan importantes desviaciones entre los flujos esperados y los flujos realmente obtenidos. En el caso de los derivados climáticos existen dos factores que aportan el riesgo base: el riesgo base por localización y el riesgo base de producción. El riesgo base puede hacer que los flujos de caja del derivado y de la producción del negocio no se muevan en la dirección y magnitud esperada y que la cobertura pierda efectividad (Alexandris & Zapranis, 2013).

En cuanto a los derivados climáticos, aunque las ciencias atmosféricas nos pueden dar información sobre cuáles son las condiciones climáticas normales para un lugar determinado, sigue existiendo una considerable incertidumbre acerca de cómo será el clima realmente en un período futuro (Taylor & Buizza, 2006). La incorporación del clima como una variable fundamental dentro de la planeación y operación de los negocios puede disminuir el riesgo climático, pero en muy contadas ocasiones podrán eliminarlo por completo; esto implica que es necesario tomar otra serie de medidas tendientes a mitigarlo y transferirlo. Una forma de hacer esto es a través de los seguros tradicionales, los cuales no son muy atractivos para el asegurador por el problema de la asimetría en la información (riesgo moral y selección adversa). Para evitar estos problemas los aseguradores deben proponer soluciones innovadoras basadas en índices climáticos suministrados por un tercero confiable. Aquí es donde aparecen los derivados climáticos: estos son unos contratos cuyos flujos

de caja están ligados al desempeño de una variable climática. Los principales parámetros de un derivado climático son: período, lugar, índice climático, función de pago y prima.

B. El mercado de derivados climáticos

Los derivados climáticos funcionan como los derivados tradicionales: hay un mercado primario en donde se transan las coberturas y un mercado secundario aportando liquidez. El mercado primario es el punto de encuentro de los usuarios finales, es decir, los empresarios cuyas actividades están expuestas a riesgos hidrológicos y que buscan vendedores (bancos, aseguradoras y reaseguradoras) dispuestos a asumir estos riesgos. Es importante aclarar que el término hidrológico se considera en el mismo sentido que el climático, en cuanto a que la variable subyacente del índice del derivado puede ser la precipitación, el caudal o la temperatura. De acuerdo con la literatura se usa el término climático, ya que en los países en los cuales se tienen derivados climáticos, la variable subyacente es la temperatura. En este mercado primario, los vendedores ofrecen contratos altamente estructurados para atender las necesidades específicas de cada cliente. En el mercado secundario, los vendedores transan contratos estandarizados que les permiten manejar el riesgo de sus portafolios de forma dinámica. En el caso de los derivados climáticos el mercado primario corresponde al OTC (over the counter), y en el mercado secundario al mercado regulado. Los usuarios finales compran productos personalizados en el mercado OTC a inversionistas capaces de asumir este riesgo, los cuales, a su vez, lo manejan transando contratos estandarizados disponibles en el mercado regulado. En ambos casos las variables hidrológicas o climáticas de las cuales se desprenden los índices subyacentes son medidas por una institución neutral y de confianza (por ejemplo, en Francia, lo hace la Météo France, y el Servicio Nacional Meteorológico en los EEUU), por lo tanto el riesgo de una disputa relacionada con la veracidad de los datos y manipulación de los mismos es muy bajo.

En cuanto a los participantes hay diferentes actores, cada uno de ellos tiene una posición diferente con respecto al riesgo hidrológico: pueden actuar como coberturistas, especuladores o arbitrajistas. Todos ellos son importantes

para el adecuado funcionamiento del mercado, y la ausencia de alguno traería problemas de liquidez y falta de transparencia en el proceso de formación de precios.

El mercado de derivados climáticos cuenta con usuarios finales que son las empresas expuestas a riesgos climáticos; los proveedores que son los bancos, compañías energéticas, aseguradores y reaseguradores y fondos de inversión; y, por último, los proveedores de datos climáticos, como puede ser en Colombia el IDEAM. La densidad de la red de monitoreo, la longitud y calidad de las series, la facilidad de acceso a la información, entre otros factores, son fundamentales para el desarrollo de un mercado de derivados.

Los contratos financieros derivados del clima para valorar el derivado son un típico ejemplo de un mercado incompleto, ya que la variable subyacente (el clima) no es un bien transable en un mercado, de manera que no es posible (al menos en la mayoría de los casos) valorarla con las metodologías tradicionales basadas en teorías de no arbitraje mediante la conformación de un portafolio replicante. Es por ello que es necesario acudir a métodos actuariales, muy utilizados en la industria de seguros, para determinar los posibles pagos del contrato. Los métodos más utilizados para la valoración de derivados climáticos son: análisis “burn” o valoración histórica, simulación del índice y simulación de la variable subyacente (Alexandris & Zapranis, 2013; Cui & Schreider, 2009).

II. Estructuración de un derivado climático para una central hidráulica sin regulación

Los derivados climáticos son una buena herramienta para el manejo del riesgo financiero en aquellos sectores en donde hay una estrecha relación entre alguna variable climática y los ingresos. En Colombia se ha estudiado poco este tema, incluso desde la academia (González & Nave, 2010; Cruz & Llínas, 2010; Cruz, 2016). Este tema se ha abordado desde la perspectiva de los países extra tropicales en donde la variable subyacente generalmente es la temperatura, por tener una importante influencia sobre los hábitos de la población y, en consecuencia, sobre los rendimientos financieros de varios tipos de empresas.

La estructuración del derivado climático en este trabajo está enfocada en los siguientes aspectos: análisis de la información hidrológica para la selección y de las características del índice subyacente. Para definir, evaluar o validar el índice subyacente se debe conocer y modelar el sistema hidráulico, su regla de operación y los costos asociados a la generación. La Tabla 1, presenta los parámetros técnicos de la central hidráulica a partir de un análisis de la experiencia de los autores en el tema. En Colombia, la información relacionada con proyectos hidráulicos es restringida y para evitar conflictos de permisos se optó por asumir parámetros que son representativos de una central hidráulica a filo de agua o sin regulación. Se hace una descripción de los costos en forma detallada, ya que el derivado climático debe cubrir al agente generador ante la volatilidad de los ingresos que dependen del agua disponible para cubrir los costos de operación. Una vez se ha hecho el análisis hidrológico, se define el sistema a simular, los costos asociados para estimar la opción de la prima, la regla de operación de la central, se propone el índice subyacente, se calculan los ingresos por generación teniendo en cuenta la conversión del índice en unidades monetarias y el tipo de contrato. Por último se hace la valoración del ejercicio de generación en la central y el pago de la opción para cobertura al riesgo hidrológico o climático.

A. Análisis de la información hidrológica, variable subyacente y características del índice subyacente

En Colombia la variabilidad climática está asociada a épocas de lluvia y de sequía, y esto hace pensar que la variable climática no debe ser la temperatura (Svec & Stevenson, 2007; Kanamura & Ohashi, 2009), que usualmente se ha utilizado en regiones extratropicales. La precipitación y el caudal, por el contrario, tienen una estrecha relación con varios sectores de importancia en la economía nacional. Estas razones muestran la importancia de evaluar dichas variables como un posible subyacente de los contratos de cobertura que se puedan transar hacia un futuro.

La precipitación es importante para los sectores de la construcción, el turismo, la agricultura y el transporte. El caudal es importante para el sector eléctrico de Colombia, en el cual más de un 65% de la capacidad instalada

de generación de energía proviene de plantas hidroeléctricas. El hecho de que la generación de energía y los ingresos de centrales hidráulicas dependan de variables hidroclimatológicas que no se pueden controlar y cuya predicción es incierta (Rojo, Carvajal & Velásquez, 2015) pone de manifiesto que este tipo de proyectos está sujeto a importantes riesgos hidrológicos o climáticos, ya que los ingresos del mismo están sometidos a la volatilidad de la variable, sin que el inversionista pueda hacer nada (desde el punto de vista físico) para mejorar la situación. Los ingresos de una central hidroeléctrica dependen de la generación de energía (sin considerar la venta de bonos de carbono, que en algunos casos representa un ingreso adicional), y ésta, por su parte, depende de los caudales turbinados por las unidades de la planta, que a su vez son producto de los caudales naturales del cuerpo de agua donde se encuentra ubicada.

Para este caso se diseñan derivados que dependen de la precipitación y caudal aplicados a una central de hidráulica sin regulación, y se evalúa la efectividad de la cobertura. En el caso particular de una central hidroeléctrica es fácil deducir que siempre que se cuente con una estación de caudal cerca de la captación, o sobre un afluente o cuenca vecina que permita inferir de manera adecuada los caudales turbinados por la central, será preferible que el subyacente sea caudal en lugar de precipitación (esta variable genera la energía directamente), ya que se elimina la transformación (no lineal) de la lluvia en escorrentía, lo que reduce sensiblemente el riesgo base y, en consecuencia, aumenta la efectividad de la cobertura. En la mayoría de los casos la relación entre la variable climática y los ingresos del negocio que se desea cubrir no es lineal, por lo tanto, para lograr una cobertura efectiva es necesario diseñar un índice que capture la no linealidad. En el caso de la central hidroeléctrica a filo de agua queda claro que sus ingresos dependen de los caudales naturales del río donde se encuentra ubicada; sin embargo, hay una serie de factores que distorsionan esta relación, por lo que el subyacente del contrato no debe ser el caudal afluente, sino un índice que refleje de manera coherente el caudal disponible para generación.

B. Simulación energética y costos asociados a la generación hidráulica

Para poder diseñar y evaluar el comportamiento de un derivado de clima aplicado a una central de generación es necesario simular su producción energética; para ello se utilizó un modelo de operación a filo de agua (sin capacidad de regulación). Se asumen parámetros de diseño como: el tipo de turbina, el salto, el caudal diseño y el caudal ambiental, razonables dentro del contexto del sector eléctrico colombiano (ver Tabla 1).

Tabla 1. *Parámetros de la central hidroeléctrica dimensionada*

| Parámetro | Valor | |
|--|---------------------------------|----------|
| Caudal de diseño (m ³ /s) | 1 | |
| Tipo de turbina | Francis | |
| Número de unidades | 2 | |
| Caudal mínimo turbinable (m ³ /s) | 45 % de una unidad | |
| Caudal ecológico (m ³ /s) | 25 % del medio mensual más bajo | |
| Salto Bruto (m) | 202 | |
| Pérdidas hidráulicas (m) | 8 % del salto bruto | |
| Salto Neto (m) | 192 | |
| Condición hidrológica | Verano | Invierno |
| Factor de Disponibilidad | 1 | 0,95 |
| Eficiencia Turbina | 0,902 | |
| Eficiencia Generador | 0,975 | |
| Eficiencia Transformador | 0,995 | |
| Eficiencia Global | 0,875 | |
| Tarifa (USD/MWh) | 70 | |
| Costo de instalación (Millones de USD/MW) | 3,3 | |

Fuente: elaboración propia.

El caudal ambiental, necesario para garantizar la integridad del ecosistema del tramo afectado entre captación y descarga, se calculó como el 25 % del caudal medio mensual multianual más bajo de la corriente. Además se consideró una indisponibilidad del 95 % en los meses de invierno (aquellos cuyo promedio sea superior a la media de la serie). El caudal de diseño se tomó

como el caudal medio de la corriente. En la práctica, este valor es el resultado de un ejercicio de optimización económica, sin embargo, el caudal medio es una buena primera aproximación. Se proponen dos turbinas Francis con un mínimo turbinable equivalente al 45 % del caudal nominal de una unidad. Se asume una eficiencia global constante y unas pérdidas hidráulicas máximas de 10 m, proporcionales al caudal medio según la siguiente ecuación:

$$\text{Pérdidas} = K * Q^2,$$

en donde $k = \text{Pérdidas máximas} / Q_{\text{diseño}}^2$.

Para poder determinar el precio de ejercicio de la opción que se evaluará como uno de los posibles métodos de cobertura es necesario estimar la estructura de costos operativos de la central de generación. Los costos considerados son:

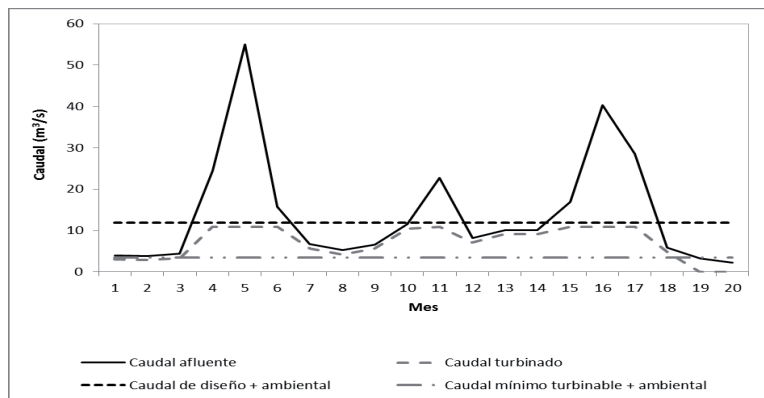
- Costos de AO&M (Administración, Operación y Mantenimiento): se adopta como parámetro para el cálculo de este rubro un costo unitario anual de 28 USD/kW instalado-año.
- Transferencias del sector eléctrico: según el artículo 45 de la Ley 99 de 1993, las empresas generadoras de energía hidroeléctrica cuya potencia instalada total supera los 10 MW, deben transferir el 6 % de las ventas de energía efectuadas, liquidado con base en una tarifa (para ventas en bloque) fijada por la CREG e indexada anualmente según la meta de inflación prevista (Resolución CREG 135 de 1996). El valor a aplicar para el año 2012 fue de \$COP 62,88/kWh.
- Cargos por ASIC, CND, y LAC: según la misma resolución, el 50 % de tal ingreso debe ser recaudado entre los generadores, en proporción a su capacidad instalada con respecto a la capacidad total del SIN (Sistema Interconectado Nacional). Para su actualización se consideran las resoluciones CREG 048 de 2008, CREG 071 de 2009, CREG074 de 2010, CREG 064 de 2011 y CREG 047 de 2012 mediante las cuales se establece la remuneración de los servicios regulados del CND, ASIC y LAC. Teniendo en cuenta lo anterior y llevando a cabo los cálculos correspondientes se llega a un estimativo de 2.597 \$/kW-año.

- Gastos de funcionamiento de la CREG y la SSPD: aporte para cubrir los gastos de funcionamiento de la Comisión de Regulación de Energía y Gas y de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, reglamentado por el artículo 22 de la ley eléctrica (Ley 143 de 1994). Se estima teniendo en cuenta la Resolución CREG 143 de 2011, la cual establece el monto que por este concepto debe pagar cada empresa de generación por el año 2011 para el sostenimiento de la SSPD. Según la citada regulación el valor a pagar estimado es de 1.236 \$/kW-año.
- Impuesto de Industria y Comercio: según el artículo 5 de la Ley 56 de 1981 las entidades propietarias de obras para generación de energía eléctrica serán gravadas con el impuesto de industria y comercio, en forma proporcional a la capacidad instalada. Según esta ley, el cargo se liquida a razón de una tasa establecida en pesos colombianos por kW instalado, y actualizada anualmente de acuerdo con el IPC. Para el año 2012 este rubro fue equivalente a 420,99 \$/kW.
- Pago de obligaciones financieras: para los ejercicios planteados se asume que el proyecto está pagando una deuda con cuota fija a 15 años, equivalente al 70 % del costo de instalación, con una tasa del 7 % anual.

La operación de un proyecto hidráulico sin regulación (filo de agua) o con regulación mínima, dentro del esquema de Bolsa de Energía del Sector Eléctrico en Colombia, tiene por regla turbinar el menor caudal entre el caudal de diseño y el afluente en cada período, considerando las restricciones a la generación impuestas por la obligación de mantener en el cauce un caudal ambiental y el caudal mínimo turbinable (restricción técnica) por las unidades.

Como ejemplo, el Gráfico 1 muestra que en varios de los meses la central turbinó su caudal de diseño, razón por la cual, a pesar de que hubo diferentes afluencias, la turbinación se mantuvo constante: las fluctuaciones por encima de del caudal de diseño serán reflejadas por los vertimientos de excesos. También se puede observar que, por ejemplo, en los dos últimos meses la central no alcanza el umbral mínimo de turbinación y tiene que para las unidades, dejando pasar la totalidad del caudal afluente.

Gráfico 1. Caudal afluente e ingresos de una central hidroeléctrica



Fuente: elaboración propia.

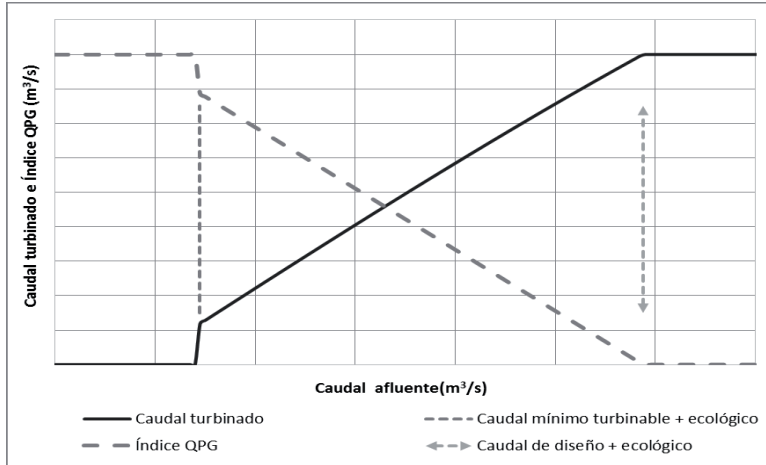
El Gráfico 2 muestra la regla de operación de la central, correspondiente al caudal turbinado. Se observa que las principales discontinuidades se deben a los siguientes parámetros técnicos:

- El caudal de diseño: afluencias superiores a este valor no podrán ser turbinadas y no se convertirán en energía (y en consecuencia no generarán ingresos), y tratándose de una central a filo de agua tampoco podrán ser almacenadas y serán evacuadas a través del vertedero de excesos.
- El caudal mínimo turbinable: es un caudal por restricciones operativas. Adicionalmente la central debe garantizar un caudal ecológico, por lo tanto las unidades solo podrán operar cuando el caudal afluente sea superior a la suma del caudal ecológico más el mínimo turbinable.

C. Propuesta de un índice subyacente a partir del caudal

Lo que se pretende con el índice subyacente del contrato es reproducir de forma inversa los caudales disponibles para generación, de manera que el agente generador se percate de la falta del recurso en épocas de estiaje y de la abundancia del mismo en épocas de lluvia.

Gráfico 2. Regla de operación e índice QPG en función del caudal turbinable



Fuente: elaboración propia.

Al observar el Gráfico 2 se advierte que el subyacente no puede ser el caudal afluente directamente, ya que hay una serie de discontinuidades en la función, originadas por parámetros técnicos de la planta. Por lo tanto el índice debe ser función del caudal natural pero tiene que capturar las particularidades de la regla de operación. El índice propuesto, denominado caudal para generación (QPG), se presenta a continuación en la ecuación (1):

$$QPG \begin{cases} \text{Si } Q_i \geq Q_{Min\ turb} + Q_{ecol} \Rightarrow \text{Max}(Q_{diseño} + Q_{ecol} - Q_i; 0) \\ \text{Si } Q_i < Q_{Min\ Turb} + Q_{ecol} \Rightarrow Q_{diseño}, \end{cases} \quad (1)$$

donde: Q_i es el caudal en el mes i . De esta manera el índice subyacente del contrato será función del caudal, según se muestra en el Gráfico 2, correspondiente al índice QPG. Se puede observar que tiene un comportamiento simétrico a los caudales turbinados por la planta presentada, de esta manera se consigue una función opuesta a la del caudal turbinado definido por la regla de operación.

D. Ingresos de la central de generación

El derivado climático es una cobertura financiera que busca estabilizar flujos de caja mediante la adecuada representación de la disponibilidad del recurso hídrico para generar ingresos. Estos, en el caso de la generación hidroeléctrica, están determinados por la producción energética de la planta, la cual se relaciona con el caudal turbinado de la siguiente manera:

$$P = \rho * g * n_t * n_g * n_{tr} * Q_t * H_n, \quad (2)$$

donde P = potencia entregada por la central (W); g = aceleración de la gravedad ($9,81 \text{ m/s}^2$); n_t = eficiencia de la turbina; n_g = eficiencia del generador; n_{tr} = Eficiencia del transformador; Q_t = Caudal turbinado (m^3/s); y H_n = Salto neto (m).

El caudal turbinado depende de la disponibilidad de la fuente de agua en cada instante, mientras que la eficiencia de la turbina y el salto neto son función del salto bruto menos las pérdidas energéticas, las cuales dependen del caudal que estén procesando las unidades. De otro lado, los ingresos son el producto de la energía generada según la ecuación (2) y la tarifa, la cual puede ser fija o variable dependiendo de la modalidad de contratación de la misma, según se venda en bolsa o mediante contratos bilaterales. En este trabajo se utiliza para todos los efectos una tarifa fija (ya que el mercado colombiano cuenta con diversos mecanismos para manejar el riesgo de precio), de esta manera el único riesgo remanente es el riesgo de producción, que es en esencia un riesgo climático.

Hay que tener en cuenta que no siempre la central está en condiciones de producción, por lo que la central requiere mantenimientos periódicos de sus equipos o puede sufrir daños que paren la producción temporalmente. En estos momentos los caudales no podrán ser procesados y se convertirán en vertimientos.

E. Factor de conversión monetario (FCM-Tick)

El siguiente paso es convertir el índice en unidades monetarias, es decir, establecer el factor de conversión monetario (*tick* en inglés). Este costo indica

cuánto cuesta un m^3/s que deja de procesar la central. En el momento de definición del factor de conversión monetario es importante tener en cuenta la resolución temporal con la que se planteará el derivado, ya que de esto depende el valor de cada unidad del mismo (ecuación 3).

$$FCM \left(\frac{\$}{QPG} \right) = P * t_{horas} * Tarifa_{\left(\frac{\$}{wh}\right)}. \quad (3)$$

El t_{horas} depende de la resolución, es decir, si el derivado tiene resolución diaria $t_{horas} = 24$, si la resolución es mensual $t_{horas} = 720$, etc.

De manera general $\rho * g * n_t * n_g * n_{tr} * \left(1 - \frac{Pérdidas\ hidráulicas}{H_{bruto}}\right)$ tiene un valor alrededor de 8300. Por lo tanto, el costo de cada unidad del índice para un derivado con resolución mensual debe estar alrededor de $8,3 * H_{bruto} * 720 * Tarifa_{\left(\frac{\$}{KWh}\right)}$. De esta manera el índice reflejará los caudales disponibles para generación, y el factor de conversión monetario permitirá que refleje de manera adecuada y en la escala correcta los ingresos de la planta.

F. Tipo de contrato

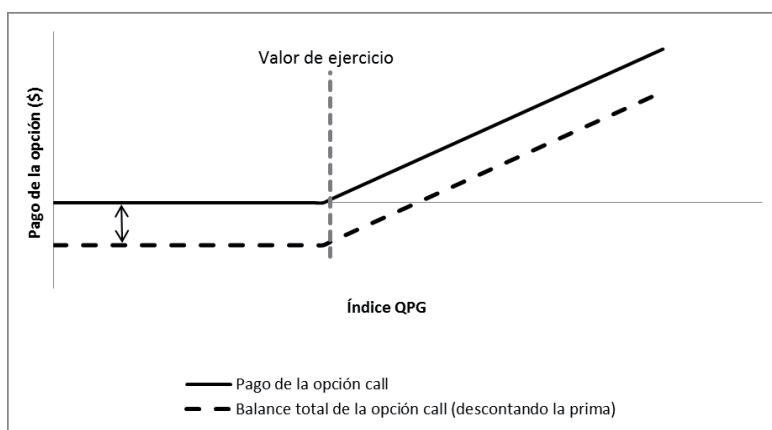
Hay diferentes tipos de derivados financieros, y todos ellos pueden ser utilizados con una variable o índice climático como subyacente; la selección de uno o de otro depende de la posición de riesgo del negocio para el cual se esté estructurando la cobertura.

Antes que nada, es fundamental definir la posición de riesgo de la central con respecto al comportamiento del índice; es decir, entender cómo se afectan la producción y los ingresos de la planta con incrementos o disminuciones del índice, ya que esto definirá la posición (larga o corta) que tendrá que adoptar el generador.

Está claro que la central está afectada de manera negativa por las disminuciones en el caudal disponible para generación. En el Gráfico 3 se puede observar que el índice tiene una relación inversa, es decir, caudales altos producen índices bajos y viceversa. Esto implica que a la central, desde el punto de vista de la producción energética, le interesan índices bajos, o sea que por la

naturaleza del negocio tiene una posición corta frente a la producción energética. De manera que para neutralizar el riesgo inherente a su actividad tendrá que tomar una posición larga en el contrato, de forma tal que mediante éste se beneficie con aumentos del índice QPG.

Gráfico 3. Pago de la opción call sobre el índice QPG



Fuente: elaboración propia.

El mecanismo de transacción puede ser un contrato *forward* o un futuro: el primero es un contrato entre dos partes diseñado a la medida según las necesidades del coberturista, y el segundo se transa en un mercado organizado a través de una cámara de riesgo central de contraparte. Otra posibilidad de cobertura son las opciones, que funcionan como un seguro en donde al inicio del contrato se paga una póliza, que para este caso se llama prima. En los derivados financieros tradicionales estos instrumentos dan la opción, más no la obligación, de comprar o vender un activo en una fecha determinada. En el caso de los derivados climáticos le dan el derecho al comprador de cobrar un dinero (opción) a su contraparte cuando la variable esté por encima o por debajo del valor *strike* definido, según sea una opción de compra (*Call*) o de venta (*Put*). Siendo el subyacente el índice QPG, el propietario de la central tendría que tomar una posición larga en una opción *call*. Esto le permitiría, a cambio del pago de la prima al inicio del contrato, recibir una cantidad de dinero con valores altos del índice, es decir, cuando los caudales disponibles

para generación sean menores que los asociados al *strike* (ver Gráfico 3). Este trabajo se ocupa de un *forward* planteado con el índice QPG como subyacente calculado a partir de una estación de caudal o precipitación.

La función de pagos de un contrato *forward* es lineal, siempre y cuando no se pongan límites a la misma para evitar una pérdida excesiva de una de las partes. En el caso de un derivado basado en QPG no es necesario establecer topes a la función de pagos ya que el índice está acotado por definición; su límite inferior es cero y su límite superior es el caudal de diseño. El generador, actuando en calidad de coberturista, debe tomar una posición larga en el *forward* de manera que reciba ingresos con valores altos del índice (generados por bajos caudales disponibles para generación) y pague a su contraparte por valores bajos del mismo. El valor “bajo” o “alto” del índice se establece con relación al *strike* o valor de ejercicio, que es el valor esperado del índice, el cual se fija con base en alguna de las técnicas de valoración presentadas.

La función de pago de la posición larga de un *forward* con el índice QPG como subyacente es:

$$p(QPG) = D(QPG - k), \quad (4)$$

donde D es el factor de conversión monetario y K es el *strike* o valor de ejercicio. De la ecuación (4), se deduce que quien toma la posición larga pierde dinero cuando el índice está por debajo del valor esperado. La mayoría de los *forwards* no tienen costo inicial, los desembolsos de dinero se hacen una vez se venza el plazo del contrato y se haga la liquidación correspondiente.

G. Definición del valor de ejercicio y valoración de la prima

La valoración de una opción no es tan trivial como la de un *forward* (en donde este procedimiento consiste en la estimación del valor de ejercicio “justo”). Para las opciones es necesario definir un valor de ejercicio con base en algún criterio establecido por el coberturista. En este caso el valor de ejercicio se establece con base en la estructura de costos del proyecto (presentada en el literal B de esta sección), y el criterio adoptado es que la central asegure unos ingresos que le permitan el pago de la deuda, de todos sus costos operativos y de ley, y del pago de la prima de la opción que se convierte en un costo fijo

más. En este último paso se genera una referencia circular que es necesario resolver mediante la aplicación de un procedimiento iterativo, ya que el valor de ejercicio depende de la prima de la opción (puesto que ésta entra a hacer parte de la estructura de costos del proyecto) y la prima está determinada a su vez por el valor de ejercicio definido. La función de pago de un contrato largo en una opción *call* es:

$$p(QPG) \begin{cases} \text{Si } QPG < K & \rightarrow 0 \\ \text{Si } QPG \geq K & \rightarrow D(QPG - K), \end{cases} \quad (5)$$

donde D es el factor de conversión monetario y K es el *strike* o valor de ejercicio.

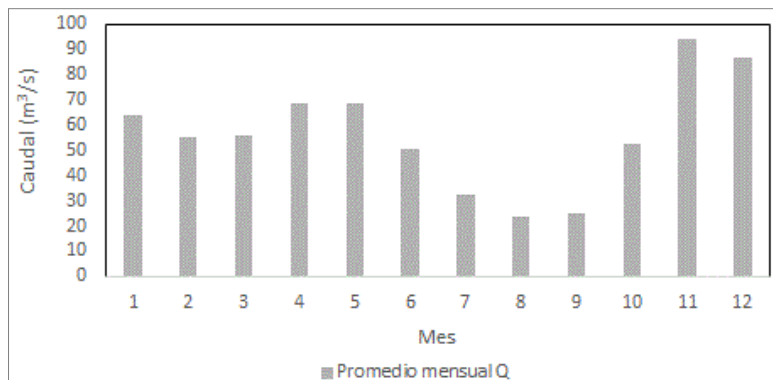
III. Resultados y análisis

En esta sección se presentan los resultados de dos ejercicios de coberturas con precipitación y caudal para una central hidroeléctrica con base en el índice y los procedimientos descritos en el literal B, y los parámetros de la Tabla 1.

A. Derivado sobre el índice QPG usando como variable subyacente registros de caudal

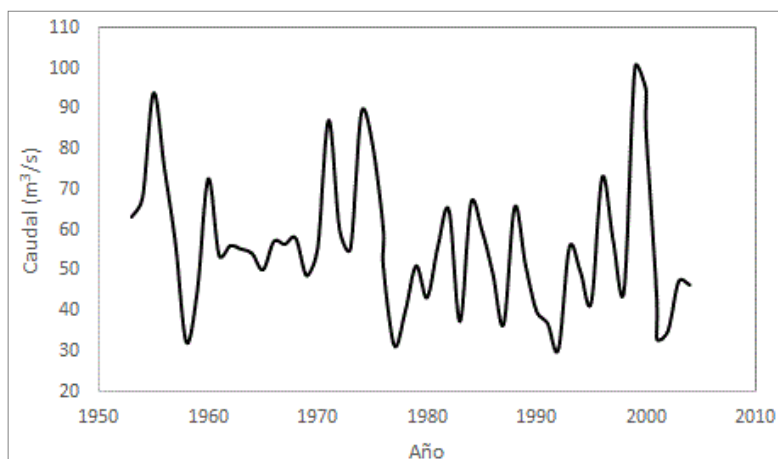
Se utilizó la estación El Alambrado (código 2612701) del Ideam, ubicada en río La Vieja en el departamento de Risaralda. Esta estación cuenta con 51 años de registros (desde 1953 hasta el año 2004) tiene un caudal medio de $56,4 \text{ m}^3/\text{s}$ y una desviación estándar de $35,44 \text{ m}^3/\text{s}$. En el Gráfico 4 se presenta el ciclo anual de los caudales de dicha estación, se observa un período de aguas bajas en los meses de julio, agosto y septiembre y máximos en los meses de noviembre, diciembre, abril y mayo. Por otro lado, en el Gráfico 5 se presentan los caudales medios anuales para el período de registro. En ella se pueden observar fluctuaciones importantes debidas al efecto de los fenómenos macroclimáticos en diferentes escalas temporales y que afectan la hidrología de Colombia (Poveda, 2004).

Gráfico 4. *Ciclo anual de los caudales en la estación, El Alambrado*



Fuente: elaboración propia.

Gráfico 5. *Serie de caudales medios anuales en la estación, El Alambrado*



Fuente: elaboración propia.

Los Gráficos 4 y 5 muestran la variabilidad temporal del caudal en la corriente seleccionada que, a pesar de ser incontrolable y de difícil predicción, se puede evitar que sea transferida a los ingresos mediante el uso de una cobertura con el índice propuesto.

Con base en esta estación limnimétrica se dimensionó una central hidroeléctrica a filo de agua hipotética, asumiendo que el sitio de presa se ubica en el punto de la estación de caudal y teniendo en cuenta los parámetros de la Tabla 1. El caudal de diseño es 56,4 m³/s, un caudal mínimo turbinable de 12,7 m³/s y un caudal ecológico de 5,9 m³/s. Con base en la regla de decisión descrita en el Gráfico 2 y con los parámetros presentados en la Tabla 1, se calculó la producción energética de la planta. Los principales resultados se presentan a continuación en la Tabla 2.

Tabla 2. Resultados de la simulación energética

| Parámetro | Valor |
|---|-------|
| Energía Media (GWh-año) | 527 |
| Energía máxima anual (GWh) | 719 |
| Energía mínima anual (GWh) | 286 |
| Factor de Planta | 0,67 |
| Indisponibilidad Hidrológica | 8,7 % |
| Promedio vertimientos (m ³ /s) | 12,52 |
| % del tiempo en que hay vertimientos | 44 % |

Fuente: elaboración propia.

La energía media anual es de 527 GWh/año; sin embargo, en el registro se presentan años con producciones energéticas entre 286 GWh y 728 GWh, lo que a su vez, considerando una tarifa de 70 USD/MWh, genera ingresos anuales entre 20 y 50 millones de dólares. El factor de planta es de 67 % y la indisponibilidad hidrológica es del 8 %. En promedio los vertimientos son de 12,5 m³/s y se presentan el 44 % del tiempo. Estas dos últimas referencias son importantes porque reflejan la importancia de que el subyacente tenga en cuenta las discontinuidades de la función de producción energética.

Para el *forward* sobre la estación de caudal se evalúa una cobertura sobre ésta y se asume que la estación de referencia para el derivado está ubicada cerca de la estructura de captación de la planta de generación. El contrato tendrá una duración de un año con resolución mensual. Esto quiere decir que el índice se calcula sobre los registros de caudales medios mensuales de la estación y se acumula a lo largo de un año.

Para evaluar el desempeño del derivado se estructuró un contrato con las características presentadas en la Tabla 3 para cada uno de los años.

Tabla 3. Características del futuro

| Características del contrato | |
|---------------------------------------|--|
| Tipo de contrato: | Forward |
| Índice subyacente: | QPG |
| Lugar de referencia: | Rio La Vieja (Departamento de Risaralda) |
| Estación de medida: | Estación Ideam “El Alambrado” (Código 2612701) |
| Duración del contrato: | 1 año |
| Resolución del índice: | Mensual |
| Factor de conversión monetario (Tick) | 0,071 Millones de dólares por unidad |

Fuente: elaboración propia.

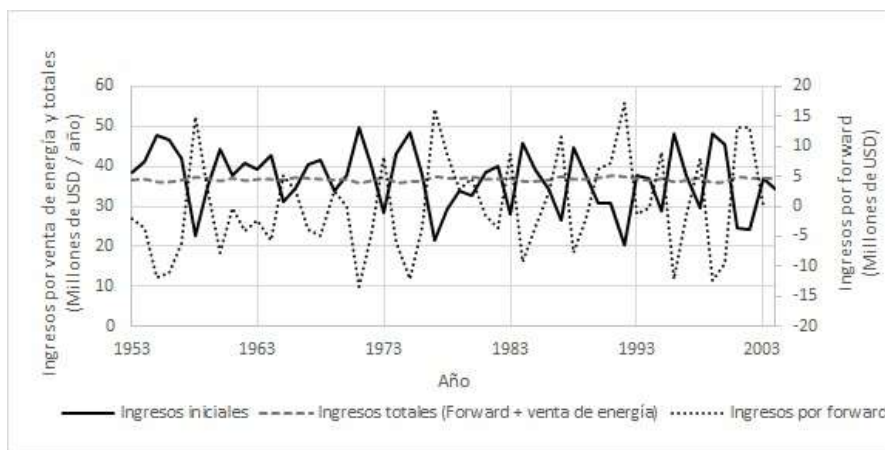
Para la valoración (definición del *strike* justo) se siguió el procedimiento que se presenta a continuación (se presenta el procedimiento para 1953, sin embargo éste se repitió para todos los años del registro):

- i) Se retiró de la serie el año de 1953.
- ii) Se tomaron los 50 años restantes, desde 1954 hasta el 2004, y se calculó el índice para cada uno de ellos. El cálculo del índice para cada mes se llevó a cabo aplicando la ecuación (1) sobre los caudales mensuales de la estación y después se acumularon los 12 valores correspondientes a cada año. Esto dio como resultado los 50 valores del índice que se habrían presentado si el contrato se hubiera transado en estos años.
- iii) Se tomaron los registros del año 1953 y se calculó el índice.
- iv) Se hizo la diferencia entre el índice obtenido para 1953 y el promedio de los 50 años restantes.
- v) Esta diferencia se multiplicó por el factor de conversión monetaria y se obtienen los pagos del contrato. Si el índice del año que se evaluó está por debajo del promedio, la diferencia dará un resultado negativo, lo que significa que el generador de energía tendrá que pagar a su contraparte.

Para este caso se asume independencia de los caudales anuales, lo que se confirma obteniendo correlaciones inferiores a 0,2 para los primeros cuatro rezagos.

El Gráfico 6 muestra la efectividad de la cobertura mediante los flujos de caja del negocio, es decir, aquellos que recibe como producto de la venta de energía (escala vertical izquierda). Estos tienen un valor medio de 35,5 millones de dólares, con un mínimo de 20 y un máximo de 50,3 millones de dólares. Se observa en el eje de la escala derecha que es el derivado transado en cada año genera unos flujos de caja iguales e inversos a los ingresos por venta de energía (con relación a los valores esperados) y neutraliza de manera efectiva las fluctuaciones. El resultado son unos ingresos casi constantes que se muestran en la gráfica como ingresos totales (forward más venta de energía).

Gráfico 6. Ingresos de la central antes y después de la cobertura



Fuente: elaboración propia.

La efectividad de la cobertura queda definida como:

$$1 - \frac{\text{Ingresos esperados} - \text{Ingresos sin cobertura}}{\text{Ingresos esperados} - \text{Ingresos con cobertura}} \quad (6)$$

Para este caso el promedio de efectividad de la cobertura es del 91,7%. El 8,3% restante es una medida de la base y es producido por la indisponibilidad de la central y por las pérdidas hidráulicas. La eficiencia de la turbina (que para este ejercicio se supuso constante) incrementaría ligeramente este porcentaje.

B. Derivado sobre el índice QPG estimado a partir de registros de precipitación

A pesar de que la cobertura ideal para una central hidroeléctrica es da a partir de una estación limnimétrica o limnigráfica que refleje de la mejor manera posible los caudales disponibles para generación, es probable que no haya estaciones sobre la cuenca y que la más cercana esté ubicada sobre una corriente con diferencias hidrológicas que hagan inviable la cobertura porque el riesgo base geográfico hace que pierda toda efectividad. Sin embargo, es probable que haya estaciones de precipitación sobre la cuenca que expliquen de manera satisfactoria las fluctuaciones del caudal y que puedan ser utilizadas para estructurar un derivado. Además, el ejercicio es interesante desde el punto de vista académico, ya que el caudal puede tener poca aplicación en otros sectores de la economía mientras que la precipitación puede tener una estrecha relación con la producción de varios de ellos, como agricultura, minería, transporte, construcción, turismo, etc.

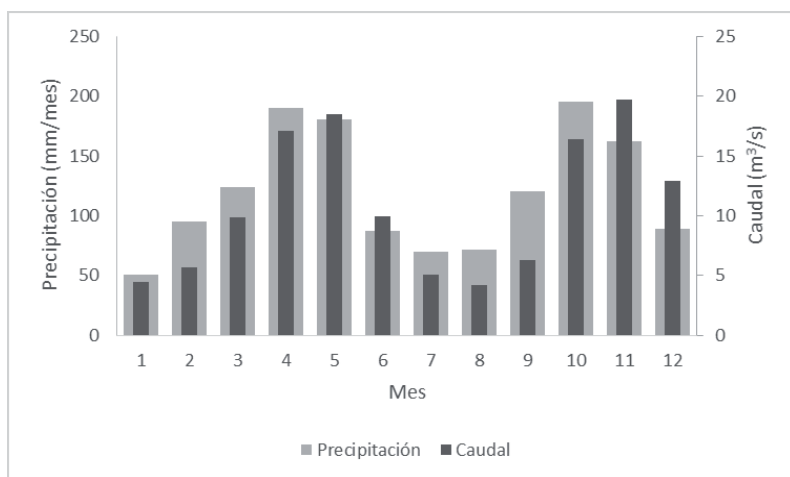
En la mayoría de los sectores que dependen de la precipitación lo que interesa es la precipitación puntual, es decir, la lluvia en el área de terreno donde funciona el negocio. Así las cosas, si se cuenta con una estación muy cerca de este sitio, el riesgo base geográfico será muy bajo o incluso nulo. Por el contrario, la central aprovecha los caudales de la cuenca, que son producto de la precipitación sobre toda el área aferente, y por tanto una estación pluviométrica cerca de la captación no es garantía de que el riesgo base sea bajo. En cambio, es probable que el funcionamiento sea mejor con una estación al interior de la cuenca, relativamente lejos del “lugar de aprovechamiento”, o incluso puede que una cobertura “multisitio”, en donde se involucren varias estaciones, dé un mejor resultado.

Para ejemplificar esta situación se utilizaron una estación de caudal y una de precipitación que tuvieran una alta correlación, lo que a su vez garantiza

que los caudales se pueden estimar con cierta precisión utilizando los registros de lluvia. Para este ejercicio se utilizó la estación de caudal Moniquirá (código 2401760) ubicada en el departamento de Boyacá y la estación de precipitación Gachantiva (código 2401081). Con base en la primera se dimensionó la central de generación, según el procedimiento que ya se ha expuesto, y con base en la segunda se estructuró el derivado (en este caso un *forward*).

Las dos estaciones están ubicadas en la misma cuenca con un coeficiente de correlación de $R^2 = 0,48$ para los registros mensuales, y $R^2 = 0,52$ para los registros anuales. En el Gráfico 7 se presenta el ciclo anual del caudal y la precipitación de las estaciones seleccionadas, y se evidencia una estrecha relación entre ambas variables.

Gráfico 7. Relación entre el ciclo anual del caudal y la precipitación



Fuente: elaboración propia.

La central de generación se dimensionó de acuerdo a los parámetros de la Tabla 1. Ésta tendría un caudal de diseño de $10,89 \text{ m}^3/\text{s}$, un caudal mínimo turbinable de $1,4 \text{ m}^3/\text{s}$ y un caudal ambiental de $1,1 \text{ m}^3/\text{s}$. El resumen de operación y de la producción energética se presenta en la Tabla 4. Se observa que su producción energética media es de 92 GWh/año y que hay un porcentaje importante del tiempo en el que la central o bien no alcanza el umbral

mínimo de turbinación o genera vertimientos por efecto de excesos de caudal que no puede turbinar.

Tabla 4. *Resultados de la simulación energética*

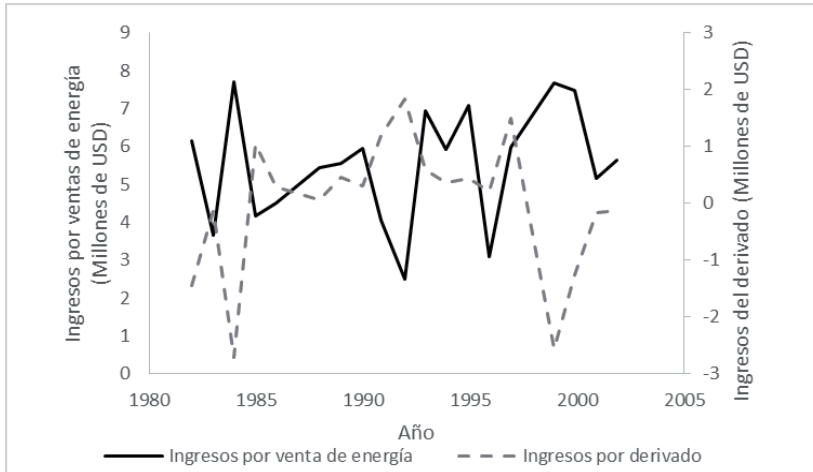
| | |
|--------------------------------------|--------|
| Energía Media (GWh-año) | 91,7 |
| Factor de Planta | 0,58 |
| Indisponibilidad Hidrológica | 12,7 % |
| Caudal medio | 10,89 |
| Promedio vertimientos (m3/s) | 3,40 |
| % del tiempo en que hay vertimientos | 44 % |

Fuente: elaboración propia.

El derivado se diseña siguiendo el procedimiento presentado en el numeral II y los resultados del mismo se presentan a continuación. En el Gráfico 8 se presentan los ingresos de la central por concepto de venta de energía y los ingresos (o egresos) por concepto del *forward* (derivado) estructurado sobre los registros de precipitación. De nuevo se observa que hay una complementariedad entre unos y otros, evidenciando que de manera general la central gana con uno cuando pierde con el otro, que es lo que busca la estrategia de cobertura. Sin embargo, hay un riesgo base importante que se ve reflejado en las diferencias entre los ingresos esperados y los ingresos obtenidos.

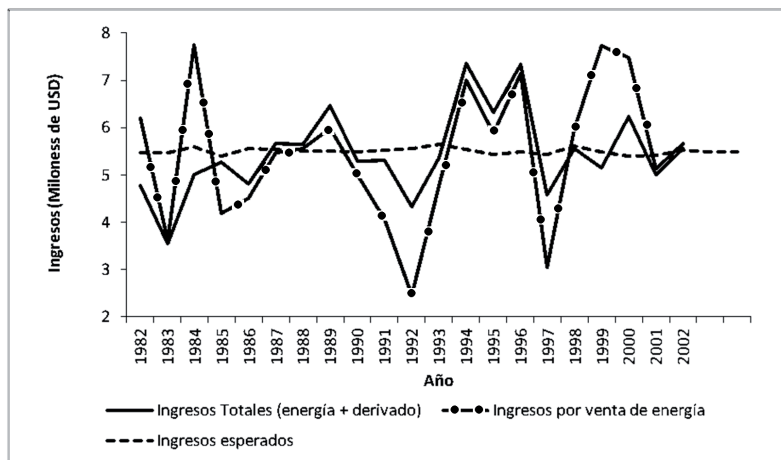
En el Gráfico 9 se presentan los ingresos por venta de energía, los ingresos esperados y los ingresos totales (los logrados después de la aplicación de la cobertura con el *forward*). Se puede observar que hay una presencia importante de riesgo base, que se evidencia por la diferencia entre los ingresos esperados y los ingresos obtenidos con la cobertura. Sin embargo, hay una disminución importante en la desviación estándar de los mismos (en este caso es de 38 %) que hace que se disminuyan los ingresos máximos y se incrementen los mínimos. En este ejemplo, el mínimo registrado pasa de 2,4 millones de dólares a 3,6 millones de dólares, lo cual puede evitar que la central entre en déficit y tenga problemas de liquidez para atender sus obligaciones financieras, operativas y de ley.

Gráfico 8. *Ingresos por venta de energía y por forward (precipitación)*



Fuente: elaboración propia.

Gráfico 9. *Ingresos por ventas de energía esperados y totales*



Fuente: elaboración propia.

Conclusiones

Los ejercicios de aplicación demuestran que en ausencia de riesgo base geográfico, es decir, cuando los caudales disponibles para la generación son

los mismos que los registrados por la estación de referencia para el contrato (lo que equivale a que la estación limnimétrica o limnigráfica esté cerca de la estructura de derivación de la planta), el derivado funciona bien y elimina casi totalmente la incertidumbre asociada a los ingresos, independientemente del comportamiento hidrológico de la corriente. En estos casos se mantiene un riesgo base asociado a la no linealidad entre los caudales turbinados y la potencia producida por efecto de las pérdidas hidráulicas y la eficiencia de la turbina.

El derivado comienza a perder efectividad a medida que se incrementa el riesgo base geográfico, es decir, cuando la estación de referencia para el contrato no da cuenta exactamente de los caudales disponibles para generación porque ésta se encuentra ubicada en otra parte del río (aguas arriba o aguas abajo) o sobre un afluente.

Aunque no es condición suficiente para que el derivado sea efectivo, sí es necesario que haya una alta correlación entre los caudales en el sitio de derivación y aquellos registrados por la estación de referencia. De lo contrario el riesgo base geográfico hace que el desempeño de la cobertura no sea el adecuado y no cumpla con la función que le corresponde.

En los casos en los que no hay disponibles estaciones de caudal cerca del aprovechamiento es posible estructurar derivados con base en la precipitación; sin embargo, estas coberturas demostraron tener una efectividad limitada por la dificultad para representar los caudales a partir de los registros de lluvia. Lo anterior es consecuencia de la distribución espacial de la precipitación en la cuenca y de las no linealidades que caracterizan el proceso de conversión de la lluvia en escorrentía aprovechable por la central.

El análisis del riesgo de la central con los caudales naturales y con el índice propuesto determinó que ésta tiene, por la naturaleza del negocio, una posición corta frente al índice QPG; por lo tanto tendrá que tomar una posición larga en el contrato derivado, de manera que éste le genere ingresos con aumentos del subyacente.

En ausencia de riesgo base (o con niveles muy bajos) el uso de una opción *call* puede ser viable para aquellos generadores que quieran cubrirse contra ingresos bajos sin renunciar a la posibilidad de obtener ingresos altos en épocas

de altas afluencias. El valor de ejercicio de la opción puede estar definido por el monto de ingresos necesario para atender las obligaciones financieras, operativas y de ley. Sin embargo, en presencia de riesgo base significativo los análisis realizados sugieren que es preferible el uso del *forward* sobre el de la opción, ya que la pérdida de la correlación hace que sea difícil establecer el valor *strike* adecuado. En estos ejercicios se encontró que la efectividad de la opción, calculada como las veces que evitaba que la central entrara en déficit, aumentaba a medida que se disminuía el valor de ejercicio, lo que a su vez aumentaba el valor del pago de la prima, haciendo que el comportamiento de la opción se asemejara al del *forward*. En síntesis, el índice propuesto QPG refleja de manera adecuada los caudales disponibles para generación, y permite estructurar coberturas efectivas para centrales de generación de energía a filo de agua. Es importante no perder de vista el riesgo base geográfico, ya que puede hacer perder efectividad de la cobertura hasta un punto tal que la haga inviable.

Referencias

- ALEXANDRIS, Antonis K. & ZAPRANIS, Achilleas D. (2013). *Weather Derivatives. Modelling and pricing weather-related risk*. New York: Springer.
- AMAYA, Laura & ORTEGA, Diego (2012). *Derivex: Una herramienta para contratar la energía de consumo industrial*. Recuperado de: <http://repository.cesa.edu.co/handle/10726/891> (junio de 2016).
- BELLO-RODRIGUEZ, Sandra & BELTRÁN-AHUMADA, Robert (2010). “Caracterización y pronóstico del precio *spot* de la energía eléctrica en Colombia”, *Revista de la Maestría en Derecho Económico*, Vol. 6 No. 6, pp. 293-316.
- CRUZ, Juan Sergio & LLINÁS, Andrés (2010). “Modelo Analítico de derivados de clima para eventos específicos de riesgo en la Agricultura en Colombia”, *Cuadernos Desarrollo Rural*, Vol. 7, No. 64, pp. 123-149.
- CRUZ, Juan Sergio (2016). *Pricing de un exótico del clima para Colombia*. Recuperado de: <http://www.cesa.edu.co/Pdf/El-Cesa/29.PRICING-DE-UN-EXITICO-DEL-CLIMA.pdf> (junio de 2016).

- CUI, J. & SCHREIDER, S. (2009). "Modelling of pricing and market impacts for water options", *Journal of Hydrology*, Vol. 371, No. 1-4, pp. 31-41.
- DERIVEX (2016). *Mercado de derivados de commodities energéticos*. Recuperado de <http://www.derivex.com.co/Paginas/Normatividad.aspx> (junio de 2016).
- DORFLIETNER, Gregor & WIMMER, Maximilian (2010). "The pricing of temperature at the Chicago Mercantile Exchange", *Journal of Banking and Finance*, Vol. 34, No. 6, pp. 1360-1370.
- GONZÁLEZ, Mariano, & NAVE, Juan M. (2010). "Valoración de derivados de clima a partir de la modelización estocástica de la temperatura en el Aeropuerto El dorado", *Cuadernos de Administración*, Vol. 23, No. 41, pp. 261-283.
- KANAMURA, Takashi & OHASHI, Kazuhiko (2009). "Pricing summer day options by good-deal bounds", *Energy Economics*, Vol. 31, Issue 2, pp. 289-297.
- MATEI, Mirela & VOICA, Cătălin (2011). "The Temperature base-based derivatives contracts-new products of weather risk industry", *The USV of Economics and Public*, Vol. 11, No. 1, pp. 141-147.
- POVEDA, Germán (2004). "La hidroclimatología de Colombia: una síntesis desde la escala inter-decadal hasta la escala diurna", *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, Vol. 28, No. 107, pp. 201-222.
- ROJO, Juan David; CARVAJAL, Luis Fernando & VELÁSQUEZ, Juan David (2015). "Streamflow Prediction using a Forecast Combining System", *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 13, No. 4, pp. 1035-1040.
- STROMMER-VAN KEYMEULEN, Kim Eva (2013). *Daily Temperature Modelling for Weather Derivative Pricing. A Comparative Index Forecast Analysis of Adapted Popular Temperature Models*. Bachelor's & Master's Thesis, Department of Economics and Statistics, University of Gothenburg, Sweden.

SVEC, J. & Stevenson, M (2007). "Modelling and forecasting temperature based on weather derivatives", *Global Finance Journal*, Vol. 18, No. 2, pp. 185-204.

TAYLOR, James W. & BUIZZA, Roberto (2006). "Density forecasting for weather derivative pricing", *International Journal of Forecasting*, Vol. 22, No. 1, pp 29-42.