

**Experiencias en financiación
de pequeñas centrales hidroeléctricas
en Colombia**

ALEJANDRO QUIJANO RESTREPO

CARLOS ANDRÉS IDÁRRAGA GARCÍA

**Trabajo de grado para optar al título de
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA**

Clara Catalina Greidinger

Doctorado de Investigación en Derecho de Sociedades

MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA

EAFIT

MEDELLÍN

2018

Contenido

Resumen	4
Palabras clave	4
Abstract.....	4
Key words	4
1. Introducción	5
2. Marco conceptual	6
3. Método de solución	11
3.1 Fuentes de Información	11
3.2 Procedimiento de investigación. Definición del alcance. Establecimiento de los aspectos para definir qué instrumentos de financiación son más apropiados para la financiación de pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia	12
3.3 Identificación de instrumentos de financiación de acuerdo con los aspectos establecidos para definir qué instrumentos son los más apropiados para la financiación de pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia	12
3.4 Análisis de los instrumentos más apropiados para la financiación de una PCH en Colombia.....	13
4 Presentación y análisis de resultados	13
4.1 Estado y condiciones del mercado	13
4.2 Financiación vs. riesgo	14
4.2.1 Riesgos asociados al CAPEX.....	15
4.2.2 Riesgos asociados al OPEX	17
4.2.3 Riesgos comerciales	18
4.3 Instrumentos de financiación	21
4.4 Condiciones de financiamiento según los sectores investigados.....	22
5 Conclusiones.....	24
6 Referencias	25
7 Anexos	27
7.1 Reunión en <i>sponsor</i> (inversionista) N.o 1	27
7.2 Reunión en <i>sponsor</i> (inversionista) N.o 2:.....	29
7.3 Reunión en <i>sponsor</i> (inversionista) N.o 3	31
7.4 Reunión en <i>sponsor</i> (inversionista) N.o 4:.....	33

7.5	Reunión banca de inversión N.o 1	35
7.6	Reunión banca de inversión N.o 2	37
7.7	Entrevista con consultora N.o 1	38
7.8	Entrevista con banca nacional N.o 1	40
7.9	Entrevista con banca nacional N.o 2	42
7.10	Reunión Entidad pública de fomento N.o 1 – Complemento con información pública del Instituto para el Desarrollo de Antioquia IDEA.	43
7.11	Reunión sobre metodología de financiación de Hidroituango	45

Experiencias en financiación de pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia

Alejandro Quijano Restrepo

alejoquijano@gmail.com

Carlos Andrés Idarraga

carlosidarraga89@hotmail.com

Resumen

El presente proyecto de investigación presenta un compendio de información sobre instrumentos de financiación para la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia, seleccionados de acuerdo a la oferta del mercado y los cierres históricos de algunos proyectos en el país, visto desde el punto de vista tanto del inversionista como del financiador y basado en la experiencia compilada de algunos proyectos ya construidos y/o en ejecución. Así, teniendo en cuenta la naturaleza de las pequeñas centrales hidroeléctricas, también llamadas PCHs, como proyectos de producción de energía no convencional, se presentan las exigencias de entidades financieras para participar en estos proyectos y los requerimientos financieros de empresas o inversionistas que deciden invertir en este sector. Así mismo, se presenta un panorama de la realidad a la que se enfrentan estos proyectos a la hora de buscar financiación, los obstáculos que existen en el medio colombiano y como hoy tanto inversionistas como financiadores han logrado superarlos. Este documento no pretende destacar un tipo de financiación frente a otra, ni sus conclusiones posicionan un método como el mejor o más apto; sin embargo su intención es dar al lector una guía suficiente basada en la realidad del mercado colombiano para decidir cómo puede financiarse un proyecto hidroeléctrico haciendo énfasis en los comúnmente llamados PCHs.

Palabras clave

Pequeñas centrales hidroeléctricas, financiación, deuda, instrumentos.

Abstract

This research project presents a compendium of information on financing instruments for the construction of small hydroelectric plants in Colombia, selected according to the market offer and the historical closures of some projects in the country, seen from the point of view of both, the investor and the funder, based on the compiled experience from some projects already built or in execution. Thereby, considering the nature of small hydroelectric plants, also called PCHs, as non-conventional energy production projects, it presents the requirements of financial entities to participate in these projects, and the financial requirements of companies or investors that decide to invest in this sector. It also presents an overview of the reality faced by these projects when seeking funding, the obstacles that exist in the Colombian environment and how today both investors and funders have managed to overcome them. This document does not intend to emphasize one type of financing over another or to position a method as the best or most suitable; however, its intention is to give the reader sufficient guide based on the reality of the Colombian market to decide how a hydroelectric project can be financed, with an emphasis on the so-called PCHs.

Key words

Small hydroelectric plants, financing, debt, instruments.

1. Introducción

Energía eléctrica. Uno de los principales combustibles del desarrollo e innovación en el mundo, y además, uno de los productos más esenciales de nuestra canasta básica en el siglo XXI. O ¿cuántos seríamos todavía capaces de sobrevivir dependiendo solo del fuego?

Pero si es tan necesaria, ¿por qué no producirla? O mejor aún, si para todos es tan necesaria, ¿por qué comercializarla? El presente documento pretende ser una guía para encontrar y entender algunos de los instrumentos de financiación disponibles en el mercado para la construcción de proyectos de generación de energía eléctrica denominados pequeñas centrales hidroeléctricas, PCHs, cómo acceder a ellos y dónde encontrarlos. El alcance dado a esta investigación estará acotado a métodos de financiación directa, sin tener en cuenta instrumentos que impliquen la venta o cesión de participación en los proyectos.

Para esto, como se detalla en capítulos posteriores, aprovechando la experiencia del mercado, tanto desde el punto de vista del inversionista (dueño del proyecto) como del financiador (banca nacional, Estado, fondos de inversión privada), se documentan los métodos comúnmente utilizados para financiar proyectos ya existentes mediante entrevistas, visitas a proyectos y documentación pública; y también las estrategias de negocio que permiten mejorar las condiciones de este para reducir la necesidad de crédito o cumplir con los estándares para acceder a este.

No se pretende establecer una tesis o reglamento sobre cómo financiar este tipo de proyectos, sino contextualizar al lector sobre el medio e indicar como se ha actuado en situaciones anteriores para que él mismo pueda sacar las conclusiones de acuerdo con sus intenciones.

Se evalúan metodologías desde créditos bancarios contra balances de socios hasta financiación de proyectos con banca nacional, fondos de inversión privada y fondos y soportes del Estado; también el impacto de los beneficios fiscales y de mercado que brindan la ley y el Estado. Igualmente, se documentan estrategias de negocio para financiamiento alternativo, como la inclusión en el flujo de caja proyectado de los ingresos percibidos por el cargo de confiabilidad, la obtención y comercialización de bonos verdes y la financiación de materiales de construcción y los sobrecostos en común, en general derivados de los trámites ambientales, prediales, de conexión a la red nacional y licenciamientos.

Cabe aclarar que este proyecto solo plasma una foto de lo que fue el mercado a la fecha de su publicación y hace un recuento de casos reales de ejecución y operación de centrales hidroeléctricas. Así, al momento de tomar como referencia la información acá contenida, se deberán evaluar las condiciones de mercado para revisar si las conclusiones son aplicables o no.

Gran parte de la información encontrada entre privados fue suministrada con la condición de que se manejara de manera anónima, por lo cual solo se incluyen en el documento las partes que pueden soportarse referencias públicas. Sin embargo, en los anexos se presenta el registro de las entrevistas omitiendo los nombres de los entrevistados.

El presente estudio pretende dar una base sobre los riesgos de financiamiento o los usos de los diferentes instrumentos de financiación. Muestra de manera cruda y directa sus características, pros y contras. Su objetivo principal es documentar experiencias en

financiación para la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia; identifica y analiza instrumentos usados en el mercado y contrasta las experiencias encontradas en el medio.

Los resultados de esta investigación y sus conclusiones relatan los principales obstáculos de inversionistas a la hora de encontrar financiación para estos proyectos, tales como la consecución de predios, licencias y permisos ambientales como requisitos básicos para acceder a una financiación en banca o privada; las estructuras, plazos, tasas ofrecidos por financiadores, las garantías solicitadas conforme a la solidez del negocio y de sus socios y la efectividad de maneras alternativas de financiación como la generación de bonos verdes.

Finalmente, con el objetivo de abrir más ramas de estudio para futuras investigaciones, se abordan temas como por qué invertir en una o varias PCHs en vez de una central hidroeléctrica mayor a 20 MW instalados y el refinanciamiento de la deuda inicial en el mercado de capitales.

2. Marco conceptual

PCH, sigla de pequeña central hidroeléctrica: proyecto de generación de energía eléctrica que es llamado de esta manera por tener una capacidad instalada menor o igual a 20 MW por punto de generación (UPME, 2010). Gracias al alto potencial de desarrollo hidroeléctrico del país, dadas nuestra topografía y la riqueza hídrica de nuestras cordilleras y serranías, las PCHs se han vuelto un negocio muy apetecido, por su alta rentabilidad. Su popularidad se ha extendido por sus bajos costos de operación comparados con sus ingresos por producción de energía; por su larga vida útil de aprovechamiento y por los beneficios que les otorgan las políticas de crecimiento: reducción de impuestos mediante el descuento en la declaración de renta del 50% de la inversión realizada durante cinco años, exclusión del IVA, exención de aranceles de importación y declaración como proyectos de utilidad pública con algunas restricciones (claro está, con su respectiva letra menuda) (Congreso de Colombia, 2014).

Sus ingresos por producción de energía, de acuerdo a las resoluciones 55-1994, 86-1996 y 39-2001 de la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), se conforman principalmente por los flujos generados por contratos previstos para esta categoría de centrales. Para aquellas centrales con capacidad inferior a 10 MW los contratos son su fuente exclusiva de ingresos, pues no pueden participar en el mercado mayorista. Por el contrario, aquellas centrales con capacidad superior a 10 MW e inferior a 20 MW pueden optar por participar en el mercado mayorista a través del despacho centralizado contando con una colocación garantizada de la energía generada al precio horario de mercado, sin perjuicio del derecho a permanecer fuera del mercado mayorista según la normativa general para pequeñas centrales hidroeléctricas (CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1994) (CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1996) (CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2001). El precio en bolsa se pacta de la siguiente manera: toda empresa, sea pública o privada, que tenga una generación superior a 20 MW y no tenga un contrato de venta de energía entra a participar en los precios de la bolsa en la cual cada competidor registra de manera confidencial la cantidad de energía que tiene disponible para la venta y a

qué valor la ofrece, excepción hecha para centrales a filo de agua con capacidad superior a 20 MW que ejerzan la opción de someterse a la comunicación de un programa estimado de despacho sin vínculo alguno frente a la cantidad generada y al precio. Luego se determina cuál es la demanda de energía esperada, se ordenan las ofertas de mayor a menor según su precio y se vende al precio con el que se alcanza a copar la demanda esperada. (EL TIEMPO, 1995).

Además, una PCH percibe ingresos adicionales a la venta de energía, tales como bonos verdes o ingresos derivados de un buen manejo del cargo por confiabilidad en caso de ser adjudicatarios. Este consiste en una remuneración garantizada durante un tiempo determinado porque el proyecto se compromete a entregar una cantidad de energía determinada al mercado en épocas de escasez de lluvias, es decir independiente de niveles del río, caudales y demás factores que dependen del clima (Santa María, y otros, 2009).

Pero, si es tan buen negocio, ¿por qué no todos producimos y comercializamos energía? El valor de CAPEX de una PCH varía en un estimado de 1,3 a 8,8 millones de dólares por MW de capacidad instalada, contra un OPEX promedio de 37 dólares por kW de capacidad instalada y un ingreso asegurado según su producción efectiva por un tiempo máximo de operación ligado directamente a la vida útil de la maquinaria instalada, 30 años generalmente. Para proyectos mayores (de 20 MW hasta 100 MW) la eficiencia es todavía mayor, con un CAPEX entre 1,4 y 3,1 millones de dólares por MW de capacidad instalada contra un OPEX promedio de 32 dólares por kW de capacidad instalada (UPME, 2016). Así, con rentabilidades muy altas su popularidad en el medio es fácilmente argumentable. Pero la alta inversión de CAPEX hace de las PCHs un tipo de proyecto en el que no cualquiera puede aventurarse.

Antes de construir una pequeña central hidroeléctrica hay que tener en cuenta que es necesario obtener diversos permisos para iniciar este tipo de proyectos: licencia ambiental, permiso de estudio de la cuenca, permiso de conexión a la red interconectada del país, licencia de construcción, entre otros. Así, por ejemplo, uno de los primeros permisos necesarios para aventurarse en el reto de construir un PCH es tramitar la licencia ambiental ante la autoridad competente. En Colombia, para obtener una licencia ambiental es necesario realizar una petición por escrito a la autoridad ambiental que tenga competencia en el área donde se realizaría el proyecto, entregar un diagnóstico ambiental de alternativas, copia del registro expedido por la Unidad de Planeación Minero Energética donde se demuestra que se está utilizando al máximo la capacidad energética de la zona, un estudio de impacto socioambiental, entre otros documentos de difícil obtención y de altos costos de elaboración (ANLA, 2016). Luego, se podría continuar con los permisos necesarios para iniciar construcción, explotación de materiales para construcción, uso de aguas, conexión a la red nacional, entre otros. En esta etapa inicial se tiene la mayor incertidumbre puesto que no es seguro si se obtendrán los permisos necesarios para emprender el proyecto, es decir, es costo hundido, un gran costo hundido.

Antes de incursionar en su construcción se deben evaluar varios factores que se traducirán en costos del mismo y que definirán si el proyecto es viable o no: factores hídricos de la cuenca (caudal, su rango de variación y diferencia de cotas entre la captación y la casa de máquinas), permisos y licencias, vías de acceso al proyecto (vías industriales para la construcción y entrada de equipos electromecánicos), fuente de materiales (obtención de materiales para su construcción), la longitud de la conducción (túnel de conducción de agua

a las turbinas de generación) y la línea de transmisión de energía (para conectar la PCH a la red de energía nacional). Así, las PCHs difícilmente son ejecutadas con recursos propios en su totalidad; en efecto se requieren de financiación externa. Los riesgos derivados de la situación geopolítica, social, geológica e hídrica de la zona de su ubicación, el riesgo de *default* de los dueños del proyecto y la complejidad técnica y constructiva hacen que definir qué tipo de financiación conseguir y cómo conseguirla sea un tema crítico para su ejecución.

Hablamos de financiar un proyecto de un alto riesgo en CAPEX, bajo riesgo en OPEX e ingresos garantizados por un tiempo máximo dictado por ley, además de ingresos adicionales por producción de energía verde y eficiente y beneficios tributarios. Un negocio indudablemente atractivo para cualquier entidad financiera. Pero, ¿qué tan atractiva es la financiación para el dueño del proyecto? Créditos bancarios, ventas de flujos futuros, concesiones, participación en el negocio y bonos son algunos de los métodos más comunes en el mercado, pero ¿cuál tomar? ¿Por qué? ¿Existen otros métodos para el financiamiento de este tipo de proyectos? Estos interrogantes no tienen una única respuesta, pero un estudio detallado del mercado, opciones de financiación y la situación actual del país nos brindan suficiente información para tener una guía al tomar una decisión.

La financiación de centrales hidroeléctricas no es un tema nuevo. Un negocio tan rentable y tan llamativo ha sido objeto de estudio tanto técnica como financieramente por muchos autores, y más en los últimos tiempos, la época del *boom* de la generación de energía.

La UPME, en su libro *Primer Atlas Hidroenergético*, presenta un mapa general del potencial hidroenergético de Colombia que permite identificar puntos potenciales para realizar proyectos hidroeléctricos dentro de la geografía nacional, dando fe del potencial del país, pronosticando un crecimiento en el sector y más aún en la cantidad de proyectos de inversión relacionados con la producción de energía. Como afirmó Jorge Alberto Valencia Marín, director general de la UPME al término del lanzamiento del atlas, Colombia tiene todavía la posibilidad de aprovechar seis veces más que la capacidad instalada actual, solo en proyectos a filo de agua". Como fuente de información, este tipo de estudios da un panorama del potencial de crecimiento del sector hidroeléctrico en el país (UPME, 2015).

Así mismo la UPME en su boletín "Registro de proyectos de generación" da una introducción sobre qué es el Registro de Proyectos de Generación, desde cuándo se lleva y cómo ha sido su balance desde el año 2011. Con la información tomada del registro hasta el 31 de agosto de 2016, fecha de corte para la publicación de dicho boletín, presenta información del sector eléctrico, por ejemplo la capacidad instalada por departamento, el número de proyectos registrados por departamento, distribución porcentual por capacidad instalada según método de generación, categorización de proyectos de generación por capacidad instalada, costo en dólares, recurso consumido para la generación, listado completo de los proyectos registrados con su información técnica básica e información estadística general de costos de montaje y operación por kWh de capacidad instalada. Todo esto como muestra de la magnitud del sector eléctrico en el país, y prueba de que ya hay historia suficiente para reconstruir una guía basada en experiencia del camino ya recorrido (UPME, 2016).

Respecto a métodos de financiación en general, diversos autores se han aventurado en el tema.

Miranda, en su texto "fuentes de financiación", presenta algunos métodos de financiación luego de identificar los diferentes factores técnicos que inciden en una PCH. Describe las

opciones de una financiación con fuentes nacionales e internacionales, explica en qué consiste cada uno de los métodos, qué tan utilizados son y cuáles son algunas ventajas y desventajas de cada una, todo desde un ámbito general, no puntual. Así, el autor presenta consejos generales a una PCH. Resaltamos como métodos de financiación tratados en este documento las acciones, bonos, boceas, crédito nacional, sobregiro bancario, cartera ordinaria, cartas de crédito, cartas de crédito internacional, aceptaciones bancarias, descuento en bonos de prenda, titulación de activos, tarjetas de crédito, créditos de fomento, financiación con *leasing*, financiación con *factoring*, banca de inversión, multibanca, entre otros (Miranda, 2016).

Álvaro Pumarejo, en su artículo “Esquemas financieros para viabilizar proyectos de eficiencia energética. Mecanismos e instrumentos financieros para proyectos de eficiencia energética en Colombia” en los boletines de la UPME presenta opciones puntuales de financiamiento como: financiación por terceros a través de cesión de equipos, compraventas de pagos aplazados o explotación directa para generadores de energía, emisión de bonos en mercados de capitales, financiaciones compartidas para créditos bancarios, *leasing* o participación de terceros. También se han contemplado las empresas de servicio energético (ESCO) como fuentes de financiamiento con la promoción de beneficios fiscales, subsidios y tasas favorables (Pumarejo, 2011)

El DNP, en su *Manual de fuentes de financiación para proyectos de inversión*, presenta una lista de proyectos existentes y entidades interesadas en financiarlos, con énfasis en el sector eléctrico. Se trata de una guía de financiación de proyectos registrados y con información pública de cómo financiar proyectos de energía. Este manual se asemeja a nuestra investigación, aunque teniendo como fuente únicamente información pública y de registro, adicionalmente documentando las condiciones generales requeridas por las entidades financiadoras, su contacto y los pasos a seguir para comenzar un proceso de financiación, tanto en entidades públicas como privadas. Un documento de gran ayuda y complemento para este proyecto de investigación (DNP, Departamento Nacional de Planeación, 2003).

Desde el punto de vista internacional, Roberto Gomelsky, de la división de recursos naturales e infraestructura de las Naciones Unidas en Chile, se refiere a las diferentes posibilidades de encontrar fuentes de financiación para proyectos de energías alternativas o ambientalmente amigables, y el interés de mercado en participar en estos proyectos. Dentro de su análisis considera temas importantes en materia de riesgo, como el riesgo país, la inflación y las tasas de cambio. Discute acerca de las proporciones de deuda capital de acuerdo a los diferentes mercados, haciendo énfasis en América Latina y países en desarrollo. Esta investigación, a pesar de ser del 2003, muestra un panorama internacional del sector eléctrico y los intereses del mercado en su momento, que podemos contrastar con la realidad actual. Un ejemplo puntual es la estructura de deuda capital de 80% - 20% que resalta en mercados de América Latina, los cuales se han mantenido hasta esta época (Gomelsky, 2003).

Grandes ideas han surgido en el mundo al pensar en el tema de esta investigación. Luis Acosta, de la firma de ingeniería POCH, de Chile, propone la creación de una Agencia Nacional de Energías Eficientes para promover el financiamiento del Estado a proyectos de eficiencia energética (Costa, 2011), sobretasas en servicios públicos, la generación de recursos propios de la agencia por inversiones y la renta de los proyectos financiados son

algunas de las fuentes de recursos propuestos para sostener la agencia. Ejemplos como la AChEE en Chile son usados en el artículo para demostrar la viabilidad de estas agencias. Así mismo, se hace referencia a los impactos que tendrían estas agencias no solo en sector de generación de energía sino en sus consumidores, poniendo como ejemplo a California. Allí el consumo de energía per cápita es 45% inferior al resto de Estados Unidos debido a la gestión de empresas de energía que captan recursos y los reinvierten en programas de eficiencia, con lo cual disminuye la necesidad de ampliar la capacidad eléctrica instalada y por ende la inversión para llegar a la misma cantidad de habitantes.

Estos recursos podrían ser destinados a la financiación de proyectos de generación de energía hidráulica, cuya eficiencia en consumo de recursos es mucho mayor que la de las termoeléctricas. (Costa, 2011)

Otros autores han sido menos generales en sus alcances, evaluando la afectación puntual de un proyecto.

La autora Catalina Toro en su “Estudio de factibilidad para desarrollo de proyectos de PCHS en Colombia basados en la normativa vigente, ley 1715 y el mecanismo de desarrollo limpio, proyecto Río Claro, Jardín – Antioquia” evalúa la factibilidad de ejecutar la construcción de una PCH en un río determinado, teniendo en cuenta todos los factores, evaluaciones, informes y procedimientos necesarios para obtener la autorización de la entidad ambiental y poder comenzar la construcción de una pequeña central hidroeléctrica (Toro & García, 2015).

En los estudios de factibilidad o prefactibilidad de proyectos se evalúan en detalle temas técnicos (sociales, ambientales y constructivos), pero se da poca profundidad a los temas financieros. A pesar de lo incompletos en el ámbito financiero, son de gran ayuda dentro del *know-how* de la realización de estos proyectos, y permiten identificar los problemas u obstáculos que los inversionistas deben prever a la hora de pensar en estos proyectos

Para poder identificar un método de financiación correcto para un proyecto de inversión es necesario conocer a fondo el detalle de su funcionamiento. La normatividad respecto a las condiciones que debe cumplir un proyecto hidroeléctrico en Colombia es compleja, e influye sobre todo temas como el cargo por confiabilidad. María Restrepo en su cuaderno “La confiabilidad de los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad” expone en qué consiste el cargo por confiabilidad, las razones por las que se implementó, cuál era la forma como se aseguraba el mercado de la energía en Colombia antes de usar este nuevo método y la importancia de este. La responsabilidad en la que se incurre es un tema delicado y con especial tratamiento para las PCHs, por lo que la precisión al respecto es fundamental (Restrepo, Arango, & Vélez, 2012).

No solo la normatividad en temas como el cargo por confiabilidad es importante. Se habla bastante de los bonos verdes, pero no se ha visto su impacto en los cierres financieros de estos proyectos. Econometría Consultores en su artículo “Bonos verdes como mecanismo de financiamiento climático” hace referencia a la posibilidad de que Colombia emita bonos verdes soportados en regalías como instrumentos de financiamiento dirigidos a proyectos de desarrollo y crecimiento con bajas emisiones de carbono. Propone el proceso para que el país innovara en la generación de bonos verdes, quiénes podrían ser sus beneficiarios y como ha resultado en otros países del mundo.

Así mismo, describe qué es un bono verde, para qué tipos de proyectos aplica, tipos de bonos verdes, estructura e implementación, un panorama general del mercado actual en el mundo y un acercamiento puntual a Latinoamérica.

El menor impacto ambiental por energía generada de una pequeña central hidroeléctrica frente a otros tipos de generación de energía los bonos verdes, sea en el mercado nacional o internacional, y su impacto positivo sobre el desarrollo del país y cuidado del medio ambiente hacen de estos proyectos un objetivo interesante para la implementación de bonos de carbono (Econometría Consultores S.A., 2016).

Como se ve en las fuentes mencionadas en este capítulo, la academia ha abarcado los más pequeños detalles del sector de generación y venta de energía, pero no es común encontrar información sobre la aplicación real de estos conceptos, el recorrido, la experiencia, la dificultad o facilidad de financiar un proyecto o recomendaciones para lograrlo. Así que, como complemento a este marco teórico, se anexan entrevistas realizadas a inversionistas, fondos de capital privado, bancos y fondos de fomento del Estado colombiano para suplir la falta de información que por temas de confidencialidad y estrategias de negocio no es común encontrar en fuentes públicas. Como estas también son de carácter confidencial, se omite el nombre de las sociedades o personas entrevistadas.

3. Método de solución

Para responder la inquietud planteada en este trabajo de investigación fue necesario definir las fuentes de información que se tendrían en cuenta y un procedimiento concreto.

3.1 Fuentes de Información

Para definir las fuentes de información se realizó un proceso cíclico de búsqueda y revisión. Las fuentes de información iniciales sirvieron para identificar nuevas fuentes o descartar existentes. Las fuentes identificadas luego de este proceso y la metodología para extraer la información de las mismas fueron las siguientes:

- Entidades bancarias con antecedentes de financiación de PCHs: Se realizaron consultas a la banca nacional. Mediante una reunión con un asesor de cada entidad se solicitó información respecto a los instrumentos de financiación para PCHs que podrían ofrecer y las exigencias para tener acceso a ellos, su funcionamiento, facilidades, tiempos, ventajas y desventajas.
- Empresas o inversionistas con participación o experiencia en PCHs: Una vez revisado el listado actualizado de la UPME de las empresas que poseen pequeños proyectos hidroeléctricos terminados y en funcionamiento, se visitaron varias empresas. Se garantizó el manejo confidencial, buscando obtener la mayor cantidad de información sobre sus cierres financieros. Se realizó una entrevista y una visita a cada empresa. Así, se obtuvo información respecto a la perspectiva del inversor, las dificultades que

encontraron, la forma en la que financiaron sus proyectos y las ventajas y desventajas en las opciones que les fueron ofrecidas por sus financiadores. Finalmente, se concluyó cuáles son los instrumentos financieros más utilizados en el gremio y se documentó el apetito por métodos alternativos de financiación como la generación de bonos verdes.

- Entidades públicas de control y de fomento al privado: Se realizó una revisión de documentos de entidades estatales de control y manejo de la producción, regulación y comercialización de energía eléctrica en el país tales como la UPME, el Ministerio de Minas y Energía, ISA, XM y la CREG. Así, se obtuvo información respecto a la normatividad vigente para tipo de negocios, datos estadísticos, noticias, proyecciones, fomentos del Estado e instrumentos de financiación estatales, que evidencia un alto interés de la Nación en promover todo lo que se refiere a la generación de energía no convencional (poco contaminante). Igualmente, se realizaron visitas y reuniones con entidades del Estado destinadas al fomento de proyectos privados, tales el IDEA, para identificar los beneficios en cuanto a financiación o reducción de costos que podían ofrecer.
- Literatura existente: Se hizo una revisión de la bibliografía encontrada de aspectos técnicos, legales y financieros de PCHs, incluyendo leyes, libros de texto, informes de privados y demás documentos.

3.2 Procedimiento de investigación. Definición del alcance. Establecimiento de los aspectos para definir qué instrumentos de financiación son más apropiados para la financiación de pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia

Para acotar el campo de investigación y pasar de una muestra universal a una específica, esta investigación se delimitó con parámetros base, comenzando desde de una vista global del problema planteado hasta los detalles de los posibles instrumentos de financiación.

En un panorama general del problema surgen dos preguntas iniciales:

¿Qué se puede financiar de una PCH? Y ¿cómo se puede financiar?

Para responder ambas preguntas, se desglosó la estructura financiera de las PCHs en tres partes: costos de estructuración, CAPEX y OPEX. Su análisis, desglose y estudio permitió conocer cuáles de sus partes son susceptibles o conviene financiadas. El cómo se pueden financiar se deriva de la información encontrada en entidades bancarias, empresas e inversionistas y entidades estatales. De esta se decidió omitir cualquier instrumento de financiación indirecta, es decir, que implique la venta o cesión de participación societaria en el negocio.

3.3 Identificación de instrumentos de financiación de acuerdo con los aspectos establecidos para definir qué instrumentos son los más apropiados para la financiación de pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia

Dado el alcance ya establecido, únicamente se consideraron instrumentos de financiación directos como productos ofrecidos por terceros o beneficios obtenidos, ya sea por fomento del Estado o por la misma naturaleza de las PCHs. Así, usando las fuentes de información descritas se realizó un listado de los instrumentos financieros más apropiados para la financiación de una PCH en Colombia.

3.4 Análisis de los instrumentos más apropiados para la financiación de una PCH en Colombia

Se identificaron y analizaron los instrumentos financieros más apropiados para la financiación de una PCH en Colombia de acuerdo con la información obtenida en las entidades financieras o estatales y en las empresas e inversionistas visitados. De cada uno de los instrumentos identificados se describieron los factores riesgo, costo, cobertura y tiempo, y se analizaron los pros y contras de cada factor. Con este documento, un futuro inversionista puede identificar el instrumento de financiación más acorde con sus necesidades.

Se identificaron posibles combinaciones de diferentes métodos de financiación en un mismo proyecto, detectando las ventajas que tiene cada uno de ellos y si se pueden aplicar las diferentes etapas de construcción, importación, instalación y puesta en operación del proyecto.

4 Presentación y análisis de resultados

4.1 Estado y condiciones del mercado

La Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, en su “Informe de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica” del tercer trimestre de 2017 dice que “desde 2010 hasta la fecha de actualización del presente documento, se han registrado 1.718 proyectos de generación de energía eléctrica, de los cuales 485 cuentan con registro vigente y suman una capacidad de 12.486 MW que equivalen a cerca del 75% de la actual capacidad instalada en el país. Los restantes 1.233 proyectos tienen asociada una potencia de 105.136 MW y pierden su vigencia por razones de tipo técnico o sencillamente porque se les vence el término en tiempo para la fase en la cual están inscritos”. En 2017, de los proyectos activos 66 son PCHs contra 50 en 2016, un crecimiento del 32% en un año (UPME, 2017). Las entidades consultadas no tienen un listado de cuales de los proyectos con registro vigente efectivamente se llevaron o se están llevando a cabo.

Al revisar estas cifras se encuentra que hay un gran apetito en el medio por participar en el negocio de la generación de energía, pero también dificultades para sacar un proyecto adelante.

La empresa XM, con más de 40 años en la operación del sistema interconectado nacional y 15 años administrando el mercado de energía en Colombia, mediante su aplicación web Paratec, expone que a 15 de mayo de 2018, de los 16.857 MW de capacidad efectiva neta en

el país, 11.773 MW son producidos en centrales hidroeléctricas (XM, 2018a) (XM, 2018b), y de estos 1.535 MW son producidos por PCHs (XM, 2018a).

Así, sabiendo que la generación de energía por PCHs es cerca al 10% de la capacidad efectiva neta en el país y que entre los años 2016 y 2017 el incremento de estos proyectos subió un 32%, resaltamos su importancia para el país, entendemos el tamaño del mercado referente a esta investigación y la capacidad de expansión del mismo.

Debido al auge del sector eléctrico y el gran apetito de inversionistas por este tipo de proyectos, las normas y leyes que rigen a los generadores, comercializadores, transportadores y consumidores han venido actualizándose de manera acelerada. En el año 2012, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, emitió 9 resoluciones referentes al sector eléctrico; en 2013, 38; en 2014, 59. Ese año además se promulgaron la Ley 1715 y dos decretos del Ministerio de Minas y Energía. En 2015, la actividad regulatoria del sector eléctrico se concentró principalmente en la adopción de medidas en el Mercado de Energía Mayorista, la definición y modificación de las reglas para la participación en el mercado de los autogeneradores, cogeneradores y plantas menores, la aprobación del costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales de los mercados de comercialización, y la definición de la respuesta a la demanda en condiciones críticas, con más de 86 resoluciones entre la CREG, la UPME y el MME (UPME, 2016).

Se hace fundamental para un inversionista o partícipe de estos proyectos tener un conocimiento amplio, suficiente y continuo sobre la normatividad vigente. El desconocimiento de esto podría traducirse en dificultades para la obtención de permisos, errores en presupuestos por mayores costos, la omisión de posibles beneficios o, en el peor de los casos, una inhabilidad, multas o sanciones. Un buen estudio previo de las reglas de juego se traducirá en un proyecto que tenderá al éxito.

La combinación del gran aumento en la oferta en los últimos años, el número de proyectos presentados y evaluados por las entidades de control que no prosperaron por vencimiento de plazos y el cumplimiento de condiciones, los cambios continuos en la normatividad existente y el surgimiento de nueva legislación hacen que este mercado sea complejo a la hora de evaluar riesgos. Un panorama difícil para proyectos en fases iniciales. Este paradigma debe romperse para alcanzar una buena financiación, en condiciones aceptables. A continuación, se presentan los resultados de la investigación de campo que compila las experiencias de los entes consultados, conforme a la metodología ya descrita, en la financiación de pequeños proyectos hidroeléctricos:

4.2 Financiación vs. riesgo

A pesar de las dificultades y costos en las etapas de prefactibilidad y factibilidad de los proyectos hidroeléctricos, así como en la etapa preconstructiva, es común el apetito y participación de inversionistas en PCHs en el país. Dentro de las fuentes evaluadas y descritas en la metodología se encontró un gran interés por este tipo de negocios, situación que incluso en algunos de los casos trajo sorpresas por costos no previstos por la inmadurez del proyecto o por aventurarse apresuradamente en un mundo tan complejo. Es así como el *know-how* es fundamental, no solo para su desarrollo sino para la imagen que da al medio donde están sus fuentes de financiación y sus futuros clientes.

Aunque el alcance de esta investigación no cubre cómo financiar las etapas anteriores a la construcción, es importante resaltar que estas pueden ser las más riesgosas del proyecto. Obtención de permisos, licencias, trámites ambientales ante corporaciones, el estudio del punto de conexión con sus respectivas indicaciones por parte de la empresa distribuidora, gestión predial y actividades sociales. La facilidad de encontrar una fuente de financiación en todos los casos encontrados en esta investigación dependió de qué tan adelantadas estaban estas actividades, es decir, del avance del proyecto en preconstrucción. Mientras más avanzadas estén, menos riesgos supondrá el proyecto de no ser viable. Un proyecto menos maduro tendrá más dificultades para encontrar una financiación. En los casos estudiados ninguna entidad bancaria brinda créditos en estas etapas contra el mismo proyecto, pues a menor avance más riesgos, más miedo y más costo. En casos donde la financiación sea requerida antes de tener una etapa de preconstrucción adelantada, será más fácil encontrarla contra balance de socios que contra el proyecto (*Project Finance*), dada la incertidumbre del mismo. Como el alcance de esta investigación se limita a financiar las actividades de la etapa constructiva no detallaremos como financiar las actividades anteriores, mas sí cuales fueron los requisitos mínimos comunes demandados por los financiadores contra los ofrecidos por los dueños.

El negocio del financiador consiste en prestar recursos esperando recuperarlos en un plazo pactado con una retribución definida en una tasa de interés que se calcula dependiendo de los riesgos de no pago por el prestatario. Conforme a las entrevistas realizadas, en las que se evaluaba cómo estructurar un negocio financiero para alcanzar un crédito de una PCH, se concluyó que los costos financieros se agrupan en tres grandes conjuntos: comisiones, garantías y tasas. Es posible que en las condiciones del negocio se pacten comisiones especiales como: estructuración, costos de disponibilidad, costos de prepago. Dentro de los inversionistas y financiadores consultados se observó que estas comisiones fueron comunes, aunque no obligatorias en todos los casos. La disponibilidad dependerá del monto de la deuda y de los plazos para desembolsos (a mayores montos y tiempos más posible que se generen). Las comisiones de estructuración o “*bullets*” serán el costo de estructurar el crédito, también comunes y abiertas a negociación. Finalmente, hay una comisión de prepago, por los intereses dejados de recaudar por las entidades financieras en caso de un prepago. Estas comisiones deben ser tenidas en cuenta en el modelo financiero del proyecto pues afectarán los flujos del proyecto.

Qué tanto apetito tenga un financiador en un negocio dependerá del riesgo que este signifique. A mayores riesgos descubiertos, más garantías aparecerán con el fin de mitigarlos o cubrirlos. Mientras más incipiente se encuentre el proyecto, habrá más riesgos descubiertos. Estos se pueden agrupar en tres categorías: riesgos asociados al CAPEX (siendo este el más riesgoso de todos), riesgos asociados al OPEX y riesgos comerciales.

4.2.1 Riesgos asociados al CAPEX

Se entiende por CAPEX la inversión inicial del proyecto o la inversión previa requerida para que este entre en la etapa de operación. Las inversiones del CAPEX también se separan en dos grandes grupos: inversión en actividades de preconstrucción y en actividades de construcción. De la calidad de las actividades de preconstrucción dependerá el éxito del proyecto, lo cual las hace una ruta crítica y la parte más riesgosa mismo. Es por esto que difícilmente un financiador se atreverá a financiarlas y en cambio solicitará que si no están listas, al menos estén muy avanzadas o garantizadas (las que se puedan garantizar); es

evidente que no existe proyecto mientras no existan licencias. Así, se considera como obligatorio para acceder una financiación tipo *Project Finance* que el proyecto tenga una licencia ambiental en firme, condición no tan sencilla sabiendo los altos costos que se derivan de cumplir con las actividades y los requisitos de estudios e información para obtenerla (estudio de alternativas, estudios hídricos e hidrológicos de la cuenca, estudios de impacto ambiental y social...). Otros permisos y licencias tales como el punto de conexión y su autorización por la UPME pueden no estar en firme, pero, por ser una actividad no garantizable, solo podrá cubrirse con una mayor tasa de interés, aunque desde el inicio se debe tener la viabilidad de este. La gestión predial también es crítica para el proyecto, es importante recalcar que la gestión predial no incluye la compra de predios, sino su identificación, evaluación jurídica y avalúo. Una gestión predial incompleta se traducirá como un riesgo de no poder adquirir todos los predios necesarios para el proyecto. Es posible que la entidad financiadora también pida un avance en la disponibilidad predial (entiéndase compra, permiso de intervención voluntaria o entrega por orden del juez). De manera paralela a estas gestiones, debe realizarse el diseño constructivo de la PCH el cual debe incluir obras civiles, diseño eléctrico y electromecánico (incluidas la línea de transmisión). Todos los financiadores evaluados ponen como requerimiento que los diseños estén en fase 3, es decir listos para construir (los diseños fases 2 y 1 son un primer acercamiento para iniciar las gestiones de licencias y prediales). Por lo ya expuesto, financiar estas inversiones de preconstrucción es considerado de alto riesgo por las entidades financiadoras. En caso de requerir un financiamiento para lograrlas, se considera más viable que este sea respaldado por los *sponsors* y no contra el proyecto. Así, una financiación contra balance de dueños no tendrá como riesgo si el proyecto prospera o no sino la estabilidad y fortaleza sus accionistas.

La construcción también implica un gran riesgo para el proyecto. Cuantitativamente es el más grande, pero a diferencia de las actividades de preconstrucción, las actividades de construcción son garantizables. Estas actividades comprenden la obra civil, las líneas de transmisión, obras y equipos eléctricos y electromecánicos y actividades complementarias prediales, sociales y ambientales. Para garantizarlas, es común que el financiador exija al proyecto que estas sean contratadas mediante un contrato tipo EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), donde se subcontrata a un *EPCista* (contratista contratado bajo un contrato esquema EPC) el cual deberá ejecutar por una suma global fija sin reajustes la totalidad del CAPEX, asumiendo todos los riesgos que de este se deriven. Así, todo el riesgo constructivo se traslada al contratista (constructor), siendo responsabilidad del contratante (la sociedad dueña del proyecto) administrarlo y permitiendo al financiador llevar el seguimiento del proyecto teniendo la posibilidad de exigir la ejecución de las pólizas de cumplimiento del contrato EPC en caso de un incumplimiento en el programa de obra. Debido a la diversidad de disciplinas que reúne la construcción de una PCH, no es común encontrar un solo contratista que asuma la ejecución de todo el CAPEX, por lo que también es usual dividir el CAPEX en varios *EPCistas*, por ejemplo, uno para estructuras de concreto y movimiento de tierra a cielo abierto, otro para excavaciones subterráneas y tuberías, otro para la línea de transmisión y otro para la compra e instalación de equipos electromecánicos. De allí la importancia de unos buenos diseños fase 3 en la etapa de preconstrucción. Mientras más errores tengan los diseños, más ventanas tendrán los constructores para que la suma global de su contrato EPC pueda ser superada con reclamaciones, verificándose un riesgo de mayor valor del CAPEX. Por eso, en caso de que exista inseguridad del financiador por la calidad de diseños de la obra debido a la poca experiencia en el sector por parte de los

diseñadores, constructores o hasta de los mismos socios, puede poner como exigencia, aunque no es normal, un tercero especialista y que sería pagado por el proyecto para que avale los diseños y los avances de la obra. Esta figura, conocida en el sector como el “ingeniero independiente”, sería los ojos del financiador para verificar el buen desarrollo del proyecto y actuaría como juez para avalar cada desembolso conforme al cumplimiento de estándares de calidad y cronograma de obra.

En general, la estructura de financiación de las PCHs encontradas, tanto con los prestamistas públicos y privados como con inversionistas y dueños consultados para esta investigación es en proporción Deuda-*Equity* (D/E) desde 60% Deuda - 40% *Equity* hasta 80% Deuda - 20% *Equity* para proyectos financiados contra sí mismo y sus flujos futuros. Cabe resaltar que entre los proyectos investigados se encontraron algunos con una estructura D/E de 20% - 80% con financiaciones contra balances de socios. La relación D/E es un tema importante en cuanto a financiamiento, especialmente cuando su esquema es basado en una financiación de proyectos. A mayor cantidad de *Equity*, más compromiso con el proyecto entenderá el financiador que tienen sus dueños, pues están arriesgando más recursos propios. Es natural que el financiador busque certeza de que los dueños sean capaces de aportar el *Equity* correspondiente, por lo que existen varios mecanismos para reducir al mínimo el riesgo de incumplimiento de aporte de *Equity*. El más común es el aporte “par y paso”. Consiste en que los desembolsos de la deuda se hagan a ritmo no solo de la necesidad de la obra sino también del *Equity* aportado, habiendo una relación lineal entre estos. Así, el financiador solo desembolsa recursos cuando el proyecto haya aportado un *Equity* proporcional a la deuda conforme a la relación D/E. Otras maneras menos comunes son pedir garantías líquidas o garantías bancarias contra el *Equity* o solicitar que primero sea aportada la totalidad del mismo para poder surtir el primer desembolso. Todo dependerá del riesgo que perciba el financiador y cuyo principal mitigante es la experiencia, solidez y capacidad de los accionistas del proyecto.

Para asegurar que tanto los recursos del *Equity* como de la deuda se inviertan en el proyecto y no tengan destinos diferentes a este, los financiadores podrán exigir la creación de un vehículo de propósito especial (SPV, *Special Purpose Vehicle*), que dentro de los agentes entrevistados se constituye a través de un Patrimonio Autónomo (PA) constituido en una fiduciaria y reglamentado mediante un contrato con las funciones de administrar los recursos. Esto para vigilar y garantizar que los recursos efectivamente se inviertan en el proyecto, y llevar la contabilidad de los mismos. Así, el PA será la bolsa donde los socios aportan su *Equity*, donde los financiadores depositan sus desembolsos y de donde se pagarán todas las erogaciones del proyecto, todo vigilado y ejecutado por la fiduciaria. En caso de que el proyecto sea garantía y fuente de pago de la deuda, el PA también se constituiría en “fuente de pago y garantía” como se detalla en el título “Riesgos comerciales”. Por la constitución del PA, es común el cobro de una comisión *bullet* de estructuración y una comisión mensual por la operatividad y responsabilidades adquiridas por la fiduciaria, en algunos casos negociables por inversión de los recursos en fondos de cartera colectiva o montos en cuentas de ahorros. También es común que la fiduciaria donde se constituya este fideicomiso sea escogida por el financiador como condición dentro del contrato de crédito.

4.2.2 Riesgos asociados al OPEX

Se constituyen principalmente por los riesgos de mayores costos administrativos, mantenimientos rutinarios, mantenimientos periódicos y reparaciones mayores. Son de difícil

cobertura, además de no ser muy significativos en monto (a excepción de las reparaciones mayores) comparados con el costo del CAPEX. En general, una buena estructura administrativa y una periodicidad de mantenimientos rutinarios y habituales plasmada en el modelo financiero y ejecutado de manera disciplinada son suficientes para que el financiador considere este riesgo como mitigado. Respecto a las reparaciones mayores, están relacionadas con la infraestructura construida, las pólizas de estabilidad constituidas con el *EPCista* y el seguimiento ya realizado en la ejecución del CAPEX. Todo esto se considera suficiente para mitigar un posible riesgo en la operación. Para los riesgos relacionados con los equipos electromecánicos, normalmente con las garantías del fabricante debería ser suficiente, especialmente si los equipos son de calidad internacional reconocida. Para equipos de bajo costo, es posible que el financiador requiera garantías adicionales.

4.2.3 Riesgos comerciales

Una vez cubiertos los riesgos asociados al CAPEX y al OPEX, el financiador está seguro de que el proyecto es potencialmente exitoso y podrá ser puesto como garantía para la financiación requerida, pero también es necesario asegurar no solo la capacidad sino también los flujos futuros, pues de estos dependerá la fortaleza de la fuente de pago.

Para que el proyecto pueda ser garante en temas de fuentes de pago, se encontraron dos modalidades de cobertura: La primera consiste en que el PA se constituya como fuente de pago y garantía. En esta modalidad, todos los ingresos deberán ser recaudados en el PA y tendrán como primera destinación el servicio de la deuda con una salida proporcional de la inversión del accionista. Así mismo, deberá existir un procedimiento de ejecución en caso de una terminación anticipada de la financiación por causas imputables o no imputables al dueño del proyecto, en el que siempre quedará cubierto el financiador, para garantizar así la recuperación los recursos prestados con los que se encuentren dentro del PA y la inversión ya realizada en el proyecto. De esta manera, en caso de un no pago, el financiador podrá disponer de los recursos que se encuentren en la fiduciaria o de una participación en la sociedad conforme a la proporción de recursos que ya se hayan invertido en el proyecto. El segundo consiste en poner en garantía la infraestructura por construir, mediante el esquema de *leasing* de infraestructura. En esta modalidad, el financiador entra siendo dueño de la infraestructura que se va ejecutando y solo se la devolverá al proyecto una vez sea saldada la deuda. En general, la diferencia entre ambos métodos de garantía se que es mejor la tasa del *leasing* por ser una garantía más simple y firme.

La fuente de pago también debe ser asegurada, es decir los flujos futuros. Los usos del flujo de caja ya fueron revisados y evaluados en los riesgos del OPEX (no se tienen en cuenta los riesgos del CAPEX dado que durante esa etapa no hay ingresos) por lo que solo quedan por garantizar las fuentes. Entre estas sobresale la producción y venta de energía, aunque también podrían generarse ingresos por el mercado de confiabilidad u otros ingresos por el mercado de capitales.

Los ingresos por venta de energía provienen de una cantidad producida por un precio de venta. La cantidad producida dependerá de la capacidad instalada de la PCH (máximo 20 MW) considerando una eficiencia del sistema y del caudal turbinado. La capacidad dependerá de la infraestructura, y su eficiencia, del diseño y equipos, pero el caudal dependerá de la fuente hídrica. Para PCHs a filo de agua, donde no existe un almacenamiento de agua para la generación de energía sino un aprovechamiento del recurso en tiempo real de acuerdo al caudal instantáneo de la fuente hídrica, la cantidad dependerá, momento a

momento, del volumen de agua que pase por la central por unidad de tiempo (Caudal=volumen/tiempo=área/velocidad). El éxito del proyecto está asociado a la veracidad y confiabilidad de las predicciones de caudales máximos, mínimos y medios de la cuenca en el punto de captación del proyecto. Dentro de las experiencias recopiladas en entrevistas a financiadores se evidenció una desconfianza frente a la veracidad del histórico de información hidrográfica y pluviométrica de las cuencas del país, que en algunos casos se contagia a los mismos inversionistas. Se hace fundamental que dentro de los estudios previos del proyecto se tenga certeza de la calidad de la información de su cuenca, con el fin de romper el paradigma de la especulación de caudales por información precaria.

De acuerdo con las resoluciones CREG 055 de 1994, 086 de 1996 y la 039 de 2001, dependiendo de la capacidad instalada de la PCH la misma podrá participar en el mercado de energía mediante contratos o directamente en el mercado mayorista de energía, respetando las restricciones establecidas, lo cual garantiza la venta de toda la energía que se genere. Así, teniendo una venta de energía garantizada por la legislación existente solo queda por cubrir el precio. Se encontraron dos modalidades comunes de fijar un precio a la venta de energía: mediante un contrato de venta de energía también conocido como contrato PPA (*Power Purchase Agreement*) o por venta de energía en el despacho central a precio de bolsa.

Dos tipos de contratos PPA fueron comunes entre los proyectos investigados, ambos válidos como garantía de precios para los financiadores: contratos tipo “Pague lo generado” donde se pacta un precio de venta fijo por un tiempo determinado y se compra toda la energía que genere, sin importar la cantidad, y contratos tipo “Pague contratado” donde el proyecto se obliga a vender a un precio de venta fijo por un tiempo determinado una mínima cantidad de energía en un periodo de tiempo, debiendo recurrir al mercado de energía cuando no alcance a generar el mínimo pactado, pero recibiendo una prima adicional al precio del contrato “Pague lo generado”. Idealmente, el plazo de estos contratos debería ser igual al plazo de la deuda, para así tener garantizado el precio y por lo tanto cubierto el ingreso, lo cual es una situación difícil de alcanzar puesto que a mayor plazo, mayor incertidumbre en la proyección del crecimiento de la oferta contra la demanda y si la oferta es mayor que la demanda los precios tienden a bajar. Hoy, entre la información recopilada con inversionistas, no es común conseguir un contrato PPA por más de cuatro años con buenas condiciones de precios debido a la sobreoferta proyectada. Así, al no tener cubierto el ingreso, el riesgo podría traducirse en una mayor tasa.

La venta de energía en bolsa a través del despacho central es manejada en Colombia por la empresa XM. Este mercado se podría considerar la zona donde negocian la energía las comercializadoras y las productoras que no están ligadas a contratos de venta, además es aquí donde deben comprar la energía los proveedores por incumplimiento a su contrato tipo Pague contratado. Los precios de bolsa son muy volátiles y dependen de la demanda de energía, la oferta de los productores, comercializadores y los precios que ofrecen. El procedimiento detallado puede ser consultado en la página web de XM. En resumen, cada productor y comercializador debe ofertar la energía que producirá cada hora del día siguiente a un precio constante, para que luego XM ordene las ofertas por precios de menor a mayor y revise el precio de la última planta que ofertó que cubra la demanda para cada hora, el cual será el precio horario. La volatilidad de este mercado por oferta, demanda y los precios ofrecidos son un obstáculo para que un financiador acceda a financiar un proyecto sin tener un contrato

PPA. Dentro de los proyectos investigados solo uno obtuvo un cierre financiero sin contrato PPA, pero lo hizo garantizado contra balance de socios.

El mercado de confiabilidad funciona diferente, ha venido cambiando en los últimos años con nuevas legislaciones que otorgan beneficios a las centrales a filo de agua. Cabe destacar que no todas las centrales hidroeléctricas a filo de agua son PCHs, pero por lo general las PCHs son a filo de agua, dado que el costo de tener un embalse puede no ser rentable para una capacidad instalada máxima de 20 MW.

Este mercado da una garantía al sistema de una producción mínima permanente (medida en periodos de tiempo). Esta cantidad de energía mínima garantizada tiene un precio que como ingreso adicional corresponde a la remuneración de la energía garantizada conforme a las resoluciones CREG 071 de 2006 y 055 de 2017. Dentro del alcance de esta investigación no se detalla el funcionamiento del esquema del cargo por confiabilidad, pero el mismo puede ser consultado en la página web de la CREG. Los ingresos generados por entrar en el mercado de confiabilidad pueden ser tenidos en cuenta dentro de los flujos del modelo, considerando que la energía mínima ofrecida efectivamente pueda darse (conforme a la firmeza del estudio hidrográfico de la cuenca) dado que si incumple el compromiso de energía adquirido, será obligación del proyecto compensarla comprando en la bolsa o el mercado. Como regla común entre los inversionistas entrevistados, la producción máxima ofrecida en el mercado de confiabilidad es un tercio de la capacidad máxima real de generación (capacidad instalada afectada por su factor de planta).

Como ingresos colaterales pueden considerarse las demás fuentes de recursos del modelo que sean ingresos no operacionales o ahorros, tales como los bonos verdes o beneficios económicos conforme a la legislación existente para PCHs.

En total, una vez el financiador haya satisfecho su necesidad de cubrir todos los riesgos que encuentre para considerar el proyecto como viable e interesante para financiar, se definirá la tasa.

Todos los riesgos no cubiertos se traducirán en una mayor tasa de interés. Estos podrían mitigarse con la experiencia y fortaleza de los socios. Para entender cómo se escoge una tasa, conceptualmente y obviando los algoritmos matemáticos con estadísticas de riesgo que podría tener cada financiador conforme a sus políticas internas, es necesario ponerse en el papel de un prestamista. Primera situación y base fundamental: El financiador no quiere perder dinero, no es posible que el financiador preste recursos a una tasa menor que a la que a él le prestan. Al momento de financiar un proyecto las entidades financieras deberán escoger si lo hacen con recursos propios (entiéndase por recursos propios todos los que estén en cuentas del banco o que puedan ser prestados de otras entidades financieras privadas) o con recursos de deuda con financiadores de segundo piso (en general recursos públicos de entidades como Findeter o Bancoldex). Con recursos propios es posible apelar a fondos de líneas verdes donde por el fomento al cuidado del medio ambiente y la buena imagen reputacional, puedan ofrecer tasas más baratas. Con recursos de deuda de segundo piso, el financiador podría buscar tasas especiales dependiendo de la entidad, el monto y el plazo que esté solicitando, lo cual podría traducirse en buenas tasas para el destinatario final de los recursos, la PCH. Así, aunque la escogencia de la tasa será potestad del financiador, es posible que los socios del proyecto soliciten que el soporte de los recursos sea lo más barato posible para el financiador y reflejar este ahorro en la tasa final del proyecto.

Contemplar situaciones pesimistas en el modelo financiero, posiciones conservadoras de ingresos o costos inflados conforme a algunos de los entrevistados también es una estrategia viable a la hora de pedir una tasa. Siendo conservador en el caudal esperado (por lo tanto, en la energía producida) o en las variables económicas consideradas en el modelo financiero como la inflación o las tasas impositivas, sería posible argumentar al financiador una mitigación del riesgo al tener un soporte o “colchón” económico en los flujos futuros proyectados del negocio.

4.3 Instrumentos de financiación

Dentro de los casos evaluados en esta investigación, los instrumentos de financiación con los que se lograron cierres financieros fueron los mismos. Créditos corporativos o créditos contra proyecto (a través de un *Project Finance*). Los créditos contra proyectos son, al parecer, condición ideal, donde mediante un esquema de *Project Finance* el mismo proyecto es garantía de los ingresos futuros que funcionarán como fuente pago junto al resto de activos existentes y no existentes para la totalidad de la financiación del crédito, pero sus costos tenderán siempre a ser más elevados que en un crédito corporativo por las coberturas de riesgos, comisiones y estructuración. La decisión entre financiarse mediante un crédito corporativo o mediante el esquema de *Project Finance* dependió plenamente de la capacidad de endeudamiento de los *sponsors* evaluados. Quienes tenían la capacidad y estaban dispuestos a sacrificarla lo hicieron, ahorrándose todas las garantías contra el proyecto, los cargos adicionales de la comisión de estructuración y los posibles asesores externos. Quienes tenían ya comprometida su capacidad optaron por pagar un poco más tomando la segunda opción.

Respecto a los créditos contra los proyectos, cabe resaltar que su estructura y procedimiento no se basan en una norma o reglamento, sino en la situación del momento. El marco del *Project Finance* es relativamente nuevo en el país y apenas nos estamos adentrando en la diversidad de esquemas que existen en el mundo. Así, los requerimientos surgen por tendencias. Cuando una entidad financiadora opta por incluir una nueva condición, comisión, garantía o política es común que el resto de financiadores se acojan a lo mismo. Indiscutiblemente, una financiación a través de un *Project Finance* permite mucho más desarrollo y potencial de crecimiento, dándole una opción a los *sponsors* de pensar en grande. Pero todo tiene su límite. A medida que un proyecto es más grande, mayores son los riesgos por lo que los costos financieros aumentan hasta el punto en que el proyecto deja de ser atractivo para sus dueños. Dentro de la información encontrada, el grado de inversión para PCHs no alcanza este límite por lo que se encontró viable su financiación a través de *Project Finance*.

El crédito corporativo es la herramienta más sencilla en estructura, pero requiere gran solidez de los *sponsors*. Lo importante es tener claro que para este caso el endeudado no sería el proyecto sino sus dueños, contra sus balances como garantía y fuente de pago.

En ninguno de los casos evaluados se encontró una financiación con bonos, considerando que los altos riesgos del CAPEX afectarían fuertemente las tasas. Pero la mayoría contemplaba la posibilidad de una futura refinanciación con bonos, emitiéndolos una vez el proyecto finalice su inversión del CAPEX, disminuya sus riesgos y esté plenamente en operación, siendo un escenario perfecto para una emisión. La refinanciación de PCHs no hace parte de este proyecto de investigación.

La emisión de bonos verdes también fue mencionada como fuente de ingresos aunque como conclusión general no debería de considerarse como fuente de financiación sino como un ingreso colateral. El mercado de bonos verdes apenas está empezando a establecerse y el único real provecho que se tuvo de emisiones de estos títulos fue de beneficio tributario. Es posible que más adelante el mercado se regularice y se abra, permitiendo que estos ingresos puedan considerarse como parte del flujo que soporta la garantía y fuente de pago. Dentro de los casos investigados, y considerando los beneficios tributarios que se están otorgando a quienes adquieran bonos verdes, hay mayores expectativas a que su comercialización se vuelva una realidad.

Dependiendo de la capacidad de endeudamiento del *sponsor* y de su fortaleza en balances es posible también pensar en créditos con proveedores. Un buen renombre entre ellos podría permitir un plazo para el pago de insumos para la construcción, como por ejemplo en aceros o combustibles, reduciendo así la necesidad de financiación.

No se encontró ningún registro de fomentos del Estado utilizados para la construcción de PCHs a excepción de proyectos con participación pública.

4.4 Condiciones de financiamiento según los sectores investigados

Respecto a entidades financieras del Estado o de fomento al sector infraestructura, destacamos los INFIS (Institutos de Fomento y Desarrollo Regional) entre cuyos objetivos está apoyar actividades que exploten el desarrollo de su cobertura regional. Estos tienen gran experiencia en el tema, especialmente financiando proyectos públicos o con participación pública (con recursos del Estado) hasta el 90% del CAPEX del proyecto una vez finalizada la etapa preconstructiva. En proyectos privados, el financiamiento estándar podría ser hasta de un 70% del valor del CAPEX. Las garantías y fuentes de pago ofrecidas funcionan estilo *Project Finance*, dejando el proyecto como garantía y sus flujos futuros como fuente de pago, a la vez siendo común contragarantizar contra el respaldo de los balances de los socios como garantes, todo de acuerdo a la calidad de los *sponsors* y del proyecto. Los desembolsos se dan a razón del avance de la obra, justificando mediante actas de obra e informes de avance el cumplimiento del cronograma de obras. Los plazos más comunes son entre 12 y 15 años para pago de capital con periodos de gracia de dos a tres años mientras se construye y entra en operación el proyecto. Las tasas son ligadas a indicadores económicos tales como el IPC, la DTF el IBR con *spreads* variables dependiendo del riesgo y capacidad del negocio. Para solicitar un crédito con estas entidades basta con presentar una solicitud de crédito de fomento, argumentando su uso, la fuente de pago y garantía. Dado que los recursos solicitados provienen de entidades públicas, los criterios de evaluación y condiciones suelen ser altos y estándar, es decir, aparte de evidenciar un flujo que pueda cubrir los costos financieros, las garantías ofrecidas deben ser suficientes para cubrir el proyecto y un poco más (por si ocurriese un *default*) y el proyecto debe ser lo suficientemente atractivo como para que la entidad acepte quedarse con él en caso de hacer efectiva dicha garantía.

Respecto a fondos de deuda o fondos de *Equity* nacionales, no se encontraron muchas diferencias con las exigencias respecto a garantías solicitadas por los bancos ya expuestas en el título financiación vs. riesgo, a excepción de la comisión de prepago cuyo costo puede ser

equivalente a los intereses faltantes por pagar o una porción, y de las garantías de las cuales probablemente solo se exija una garantía bancaria a primer requerimiento.

La banca nacional ha sido partícipe de varios proyectos. Para financiar PCHs cuentan con líneas verdes y financiamientos de segundo con piso tasas preferenciales de fomento para proyectos ecoamigables. En general las condiciones de la banca nacional son las siguientes:

- % deuda 60% - 80%
- Tiempo 8 años - 12 años
- Tasa de interés IPC+3,95% - IPC+5%
- Comisiones 2,5% - 5%

Desde el punto de vista de los dueños de proyecto, podemos separar las experiencias encontradas en dos grandes grupos: sociedades que incluyan un socio constructor que realice las actividades del CAPEX o socios dueños del proyecto que contraten un constructor.

Para PCHs donde el *EPCista* sea uno o varios de sus socios, los ingresos deben analizarse de manera diferente, pues estos no dependerán solo del monto de inversión de preconstrucción, CAPEX y OPEX ni de las ventas de energía, sino también del margen de construcción que logren obtener. Así, los integrantes del constructor, que a su vez son socios de la PCH, obtendrían utilidades por el margen de construcción que podrían o no reinvertir en el proyecto. Esto, a ojos de un financiador, puede prestarse para pensar que el CAPEX está inflado con el fin de obtener un mayor valor del costo real en el contrato, para que el *EPCista* perciba una mayor utilidad. Esta situación podría verse reflejada en la relación E/D que acepte el financiador, que puede concluir que a mayor cantidad de *Equity* requerido menos inflado estará el contrato EPC.

Sin importar quién sea el constructor, si es socio o tercero, los proyectos de PCHs deben ser vistos por sus socios como un negocio financiero. Una fuente de ingresos constante y a largo plazo con ventas garantizadas acorde a la legislación vigente para PCHs, con una inversión inicial, un financiamiento que se pagará por medio de los flujos futuros, una devolución futura del capital de riesgo y una TIR esperada. En Colombia, un muy buen ejemplo para evidenciar los aspectos financieros de estos negocios es Hidroituango, el cual no solo se financió, sino que se está desarrollando mediante un tipo de contrato donde no solo se subcontratan las obras del CAPEX sino también la financiación y el OPEX, también conocido como DFBOOMT (siglas en inglés para *Design, Finance, Build Operate, Own, maintain and Transfer*).

En resumen, respecto al tipo de financiación encontrada en el mercado se evidenció una gran cercanía al sector bancario nacional a la hora de financiar sus proyectos. Créditos bancarios a 10 años con periodos de gracia durante su etapa de construcción y tasa indexada a indicadores con el proyecto y sus flujos como fuente de pago y garantías. El logro de condiciones tan buenas, especialmente por la omisión de garantías contra el *EPCista*, garantías de *Equity* o contra balances de socios fue, según las fuentes consultadas, gracias a la experiencia y reconocimiento en el medio de los accionistas y el constructor, a la vez que por la solidez del proyecto en temas prediales, sociales y ambientales. Para la suscripción de los contratos de crédito fue necesaria la suscripción del contrato EPC, la licencia ambiental, el permiso de conexión y el contrato de venta de energía y un mínimo de predios adquiridos.

Todo esto para que en caso de un *default* se ejecutara la garantía a favor del financiador y este quedara con un proyecto libre de obstáculos para venderlo o desarrollarlo. El porqué de estos requerimientos es común entre las explicaciones de financiadores e inversionistas. El mayor riesgo del proyecto está en su etapa preconstructiva. Los riesgos de mayor cantidad de obra, precios de mercado o reprocesos por diseño constructivo deben ser mitigados con el contrato EPC; riesgos de no obtener una licencia o permiso, de uso de agua, de afectación de vedas o bosques deben haber sido superados con licencias en firme; los flujos futuros deben estar garantizados con un contrato de venta de energía, permisos de conexión a la red nacional en firme, y la gestión predial evaluada en su totalidad y avanzada hasta un punto tal que no se pueda afectar la ruta crítica constructiva del proyecto y la línea de transmisión.

5 Conclusiones

Dado que el objetivo principal es documentar la realidad vivida por personajes que participan o han participado en este tipo de negocios, el alcance de este proyecto no permite llegar a una conclusión definitiva sobre cuál es el mejor método de financiación o la mayor dificultad para obtenerlo, mas si una tendencia, una generalidad, un comportamiento del mercado y de sus partes. Analizada la información de todas las fuentes, entidades del Estado, banca nacional, bancas de inversión, inversionistas privados, consultores y entidades de fomento, es posible concluir acerca de las consideraciones necesarias para obtener una financiación para una pequeña central hidroeléctrica.

El mercado es cambiante, y los obstáculos acá descritos para financiarse son circunstanciales. Así, al momento de evaluar cómo financiar un proyecto en específico es necesario reconocer las condiciones del mercado en ese instante, guiarse por las experiencias pasadas, pero no limitarse en acción a paradigmas de problemas ya vividos.

Igualmente sucede con las condiciones o riesgos que hoy son considerados por los financiadores como temas críticos en una financiación. Que la historia hidrológica de muchos ríos del país no sea confiable o completa no quiere decir que todos tengan incertidumbres; algunos de ellos tienen un historial completo, antiguo y preciso. Que la central hidroeléctrica necesite un túnel no implica que el riesgo de construirlo deba evaluarse con los problemas que han ocurrido anteriormente. Cada proyecto es independiente y las condiciones geológicas y constructivas cambian.

Si se desea emprender un proyecto para construir una PCH, es importante tener en cuenta las exigencias de los financiadores para aprobar el crédito. Los factores a los que dan más importancia son el tamaño, la calificación y la experiencia del *sponsor*, más inclusive que el potencial del mismo, sin que ello signifique que detalles como las vías de acceso, el orden público en la zona o los diseños del proyecto sean irrelevantes.

Como *sponsor*, antes de ir a las entidades financieras en busca de créditos, se debe tener todo lo correspondiente a la prefactibilidad resuelto: las licencias ambientales y la línea de conexión, los diseños de ingeniería definitivos con todos los estudios necesarios, el estudio de los predios y posible negociación, y el permiso de interconexión al sistema energético de

Colombia. Esto con el fin de cubrir cualquier incertidumbre que pueda tener la entidad financiera y evitar un aumento en la tasa de interés del crédito del proyecto.

Mientras más riesgos tenga cubierto el proyecto menos garantías serán exigidas para el financiamiento y la tasa será menor. La comisiones son de carácter comercial y poco tienen que ver con los riesgos del proyecto. Su cobro y costo son resultado directo de una negociación entre el proyecto y el financiador.

Para obtener financiación para este tipo de proyectos se pueden tocar varias puertas. La más común dentro de la muestra evaluada fueron los créditos bancarios, entre los que sobresalen los estructurados mediante un *Project Finance* sobre los créditos corporativos. La banca multilateral es una opción beneficiosa en cuanto a garantías exigidas, tasa y comisiones, aunque su operación es en dólares y el tema cambiario sigue siendo difícil de gestionar para los inversionistas nacionales. Cabe resaltar que gran parte de los insumos de este tipo de proyectos son importados por lo que el riesgo cambiario está inmerso en el negocio, incluso si no está en el crédito. También existen entidades de fomento del Estado a las que se puede recurrir, siempre y cuando el proyecto esté en firme y al día en licencias, permisos y diseños.

La recomendación de la mayoría de los entrevistados es no tener en cuenta los bonos verdes en los flujos futuros de la PCH, puesto que en el medio se está dificultando la comercialización de los mismos, existe poca demanda y obtener una buena calificación es complejo. Además, no se recomienda acreditar los bonos a menos que se tenga ya identificado el posible comprador. Cabe anotar que todos coinciden que el tema de acreditación de energías alternativas ha venido avanzando a pasos agigantados y que es posible que las condiciones cambien volviendo estos bonos una fuente de ingresos colaterales, o incluso ingresos directos de la operación de la PCH.

La decisión entre construir un proyecto con un punto de generación mayor de 20MW o varios puntos de generación menores a 20 MW va ligada directamente al impacto en el CAPEX, la confiabilidad de la información hidrográfica de la cuenca (por el caudal mínimo y el cargo por confiabilidad) y la normatividad relativa a beneficios de PCHs. Una central a filo de agua con capacidad mayor a 20 MW con un caudal mínimo muy alto y seguridad del mismo, podría escoger no ser una PCH y tener un solo punto de generación, ahorrándose costos en el CAPEX y participando en subasta de cargo por confiabilidad comprometiendo un mayor porcentaje de su capacidad instalada, respecto de las proporciones estándar de las PCHs. Este es un tema que podría ser indagado más a profundidad en futuras investigaciones.

6 Referencias

ANLA, Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (9 de agosto de 2016). Paso a paso del trámite de licenciamiento ambiental en Colombia: Diagnóstico ambiental alternativas Obtenido de <http://www.anla.gov.co>:
<http://www.anla.gov.co/noticias/paso-paso-del-tramite-licenciamiento-ambiental-colombia-diagnostico-ambiental-alternativas>

- Congreso de Colombia (13 de mayo de 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. *Ley 1715*, 1-12. Bogotá.
- Costa, L. (Mayo de 2011). Opciones de financiamiento para agencias de eficiencia energética en el mundo. *Mecanismos e instrumentos financieros para proyectos de eficiencia en Colombia*, 35.
- CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas. (28 de diciembre de 1994). Resolución N.o 55. Bogotá.
- CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas. (15 de octubre de 1996). Resolución N.o 86. Bogotá.
- CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas. (29 de marzo de 2001). Resolución N.o 39. Bogotá.
- DNP, Departamento Nacional de Planeación. (12 de 2003). *Manual de fuentes de financiación para proyectos de inversión*. Obtenido de <http://documentacion.unillanos.edu.co>:
http://documentacion.unillanos.edu.co/index.php/centro-de-documentacion/doc_view/52-manual-de-fuentes-de-financiacion.html
- Econometría Consultores (2016). Bonos verdes como mecanismo de financiamiento climático. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Ambiente/Finanzas%20del%20Clima/bonos-verdes-como-mecanismo-de-financiamiento-climatico.pdf?Web>
- El Tiempo (24 de julio de 1995). Una bolsa de energía para los colombianos. Bogotá.
- Gomelsky, R. (2003). *Energía y desarrollo sostenible: posibilidades de financiamiento de las tecnologías limpias y eficiencia energética en el Mercosur*. Cepal, Santiago de Chile.
- Instituto para el Desarrollo de Antioquia (5 de enero de 2016). *IDEA impulsa el progreso*. Recuperado el 21 de enero de 2018, de IDEA: <http://www.idea.gov.co/es-co/idea/Paginas/resenaHistorica.aspx>
- Miranda, J. J. (3 de junio de 2016). *Gestión de Proyectos*.
- Pumarejo, A. (2011). Esquemas financieros para viabilizar proyectos de eficiencia energética. *Mecanismos e instrumentos financieros para proyectos de eficiencia energética en Colombia*, 38.
- Restrepo, M., Arango, S. & Vélez, L. (2012). La confiabilidad de los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad. *Cuadernos de Economía*, 31 (56).
- Santa María, M., Von Der Fehr, N.-H., Millán, J., Benavides, J., Gracia, O. & Schutt, E. (Octubre de 2009). El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores. *Cuadernos Fedesarrollo*, 30. Obtenido de <http://www.repository.fedesarrollo.org.co>:
http://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/11445/171/3/CDF_No_%2030_Octubre_2009.pdf
- Toro, C. & García, A. (2015). *Estudio de factibilidad para desarrollo de proyectos de PCHS en Colombia basados en la normativa vigente, ley 1715 y el mecanismo de desarrollo limpio, proyecto Río Claro, Jardín - Antioquia*. Universidad Pontificia Bolivariana, Antioquia, Medellín.
- UPME (18 de febrero de 2010). Plan Nacional de Fuentes no Convencionales de Energía - PNFNCE.

UPME (8 de octubre de 2015). Primer Atlas hidroenergético revela gran potencial en Colombia. Obtenido de UPME: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/noticias/primer-atlas-hidroenergetico-revela-gran-potencial-en-colombia>

UPME (2016). Boletín estadístico de Minas y Energía 2012 – 2016, 43-51

UPME (2016). Registro de proyectos de generación (Inscripciones según requisitos de las resoluciones UPME, N.o 0520, N.o 0638 de 2007 y N.o 0143 de 2016). Bogotá: Minminas.

UPME (2017). Informe de proyectos de generación de energía eléctrica.

XM (1 de mayo de 2018a). Capacidad efectiva por tipo de generación. Obtenido de parámetros técnicos del SIN:
<http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>

XM (1 de mayo de 2018b). Lista de pequeñas centrales eléctricas. Obtenido de Parámetros técnicos del SIN:
<http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=lista>

7 Anexos

7.1 Reunión en *sponsor* (inversionista) N.o 1

Empresa de un tamaño mediano-grande en el sector de la construcción de infraestructura, la cual financió y construyó una pequeña central hidroeléctrica en asociación con otras dos empresas, una de ellas con un alto reconocimiento y experiencia en el sector energético.

Entrevistador: ¿Por qué se realizó la sociedad?

Sponsor (inversionista) N.o 1: Esta asociación se hizo estratégicamente para que la experiencia de cada una de las empresas se complementara en diferentes ramas del conocimiento con lo cual se busca alcanzar la máxima economía posible ahorrar y facilitar el relacionamiento con los financiadores por el buen respaldo de los accionistas del proyecto.

Entrevistador: ¿Alguna entidad financiera aprueba créditos en la fase de estudio?

Sponsor (inversionista) N.o 1: Ninguna entidad financiera da créditos para el estudio del proyecto puesto que los riesgos de la obtención de la licencia ambiental, de construcción, de conexión son muy altos y no se tiene ninguna garantía.

Entrevistador: ¿Cuáles fueron las condiciones que obtuvieron en su crédito?

Sponsor (inversionista) N.o 1: El crédito que se consiguió fue del 70% del valor del proyecto y fue mediante entidad bancaria nacional. Su plazo fue de 10 años con un periodo de gracia de dos y una tasa de interés calculada con la DTF + 2,8%.

Entrevistador: ¿Encontraron dificultades para la aprobación del crédito?

Sponsor (inversionista) N.o 1: El crédito fue aprobado en solo 15 días, aunque esto se debe a la fortaleza financiera y el tamaño de las empresas que componían la sociedad y las condiciones del mercado y de la banca nacional en el momento.

Entrevistador: ¿Cuáles fueron los mayores riesgos que se encontraron al construir su PCH?

Sponsor (inversionista) N.o 1: Al construir nuestra PCH nos encontramos con un incremento del 25% de los costos de construcción presupuestados, principalmente debido a las exigencias ambientales de las entidades territoriales. Hay poca confiabilidad en los cálculos del caudal y por ende en la producción de energía, esto debido a que muy pocos ríos en el país tienen estaciones de monitoreo.

Entrevistador: ¿Qué opina de los bonos verdes?

Sponsor (inversionista) N.o 1: Las PCHs tienen la posibilidad de vender bonos verdes puesto que su producción es de energías alternativas que no contamina el planeta, pero no existe mercado para estos bonos en la actualidad, por lo que es un desperdicio de dinero y esfuerzo realizar el papeleo para poder obtenerlos.

Entrevistador: ¿Cuál fue la motivación para realizar la construcción de una PCH?

Sponsor (inversionista) N.o 1: Se decidió construir una pequeña central hidroeléctrica por los altos ingresos y bajos costos de operación que tiene estos proyectos (EBITDA 80%). Además no necesitan pagar las retenciones por el cargo por confiabilidad que deben pagar los altos productores de energía y tienen ingresos garantizados puesto que este tipo de proyectos no entra a participar en bolsa sino que le compran diariamente su producción completa de energía.

7.2 Reunión en *sponsor* (inversionista) N.o 2:

Se realizó una reunión con el *Sponsor* N.o 2, una empresa de ingeniería civil de un tamaño grande que decidió construir dos pequeñas centrales hidroeléctricas en serie cada una de 20 MW.

Entrevistador: ¿Cuál fue la mayor dificultad al entrar en estos proyectos?

Sponsor (inversionista) N.o 2: En nuestra experiencia en general las mayores dificultades fueron con el trámite de la licencia ambiental, debido a la poca capacidad institucional del Estado para poder revisar y licenciar proyectos. Es decir, un proceso que en papel debería durar dos años podría alargarse de 3 a 7 años dependiendo de la entidad territorial. Las relaciones con la entidades en estos casos son fundamentales.

Entrevistador: ¿En qué consiste el proyecto?

Sponsor (inversionista) N.o 2: El proyecto consistía en dos centrales cada una de 20 MW puestas en serie en la ladera de una montaña, aprovechando un río que tiene una capacidad hidráulica cercana a los 5,5 m³/seg y una caída en total de 850 metros, la cual fue conducida principalmente por tubería hermética sobre la superficie del terreno. Para el proyecto fue necesario construir 8,5 km de vías y dos líneas de transmisión con una longitud de 13 km. Todo esto llevó a un costo de 3,2 millones de dólares por MW construido.

Entrevistador: ¿Cómo fue la financiación del proyecto y bajo qué condiciones?

Sponsor (inversionista) N.o 2: El proyecto fue comprado a una promotora en fase de estudios, entre la empresa constructora (nosotros) y un fondo de inversiones. Al conseguir la licencia ambiental se comenzaron los trámites para buscar el mejor método de financiación posible. Se recurrió en primera instancia a institutos públicos de fomento o fondos del Estado como la Financiera de Desarrollo Nacional y el Fondo Nacional del Ahorro, con los cuales, por sus exigencias de avance mínimo en gestiones prediales, ambientales, de conexión y de diseños, no fue posible lograr una financiación. También se consultaron fondos extranjeros, que ofrecían créditos con unas tasas muy bajas y atractivas, pero exigían tener contratos de energía ya firmados por más de 20 años sin haber iniciado construcción, lo que imposibilitaba acceder a ellos. Finalmente, se recurrió a la banca nacional, donde se encontraron créditos con tasas de interés de DTF + 4,5% con una duración de 12 años y tres de gracia, teniendo como única garantía el proyecto. Este fue un acuerdo muy favorable y es muy difícil encontrar en la actualidad estas condiciones, sobre todo por las complicaciones que presentó el sector de la construcción en los años 2014 y 2015.

Entrevistador: ¿Qué opinión tiene de los bonos verdes?

Sponsor (inversionista) N.o 2: En nuestra experiencia, los bonos verdes solo fueron necesarios para certificarlos y poder alcanzar los beneficios que se encuentran en la ley, los cuales permiten estar exentos del IVA a todos los equipos directamente involucrados con la producción de estas energías verdes. En el pasado era bastante difícil vender estos bonos porque era necesario ofrecerlos en el extranjero ya que Colombia no había firmado algunos tratados ambientales, pero en la actualidad varias empresas productoras de CO₂ en Colombia podrían estar interesadas en estos bonos por los beneficios que les otorga la ley al adquirirlos.

Entrevistador: ¿Por que construir 2 PCH de 20 y no una de 40 MW?

Sponsor (inversionista) N.o 2: La principal razón por la que decidimos construir dos PCHs y no una sola es por evitar pagar la retención del cargo por confiabilidad al que están obligadas las centrales con una capacidad mayor a los 20 MW.

Entrevistador: ¿Cuál es la mayor incertidumbre o mayor dificultad que se encuentran al construir una PCH?

Sponsor (inversionista) N.o 2: Los imprevistos más difíciles de cuantificar cuando se está buscando la financiación de un proyecto de este tipo son los predios que se afectan en la construcción y la negociación con cada dueño, y las exigencias ambientales que pueden darse según la zona de afectación, aunque en nuestro caso en particular estos problemas solo representaron un aumento del 5% del presupuesto del proyecto.

7.3 Reunión en *sponsor* (inversionista) N.o 3

Se realizó reunión con empresa de ingeniería enfocada principalmente en el sector eléctrico en el país con más de 50 años de existencia.

Entrevistador: ¿Qué experiencia han tenido en PCHs?

Sponsor (inversionista) N.o 3: Somos una empresa cuya mayor actividad comercial es sacar proyectos de PCHs desde cero, en algunos casos es vendida y en otros se construyen. El último proyecto que construimos fue una pequeña central hidroeléctrica de 5MW.

Entrevistador: ¿Por qué eligen las PCHs y no proyectos de mayor tamaño?

Sponsor (inversionista) N.o 3: Nos involucramos principalmente en PCHs por los beneficios que tienen por ley este tipo de proyectos, donde el Estado se compromete a comprar diariamente la energía producida en el mercado en bolsa, además de no tener la obligación de pagar el cargo por confiabilidad.

Entrevistador: ¿Cómo lograron la financiación del proyecto de PCH que construyeron?

Sponsor (inversionista) N.o 3: Se logró mediante créditos con bancas nacionales de primer nivel usando la figura de *leasing*, donde se obtuvo un crédito del 70% del valor de una PCH con una duración de 10 años con dos años de gracia y una tasa del DTF + 5%.

Por exigencias del banco no fue suficiente tener como garantía solo el proyecto, además exigió firmas solidarias de los socios del proyecto y un contrato de energía en firme por ocho años.

En el momento en el que se solicitó el crédito ya se tenían los permisos para el manejo y construcción de la PCH, la mitad de los predios comprados, el 70% de los diseños estructurales y los proveedores de maquinaria.

Entrevistador: ¿Cómo fue la construcción de su PCH, tuvieron algún sobrecosto?

Sponsor (inversionista) N.o 3: Para determinar quién iba a realizar la construcción se sacó una minilicitación donde participaron varios proponentes y el ganador fue el que pensamos que era el más adecuado. Más tarde nos dimos cuenta que esto fue un error pues se debió tener el 100% de los diseños antes de pedir un crédito y sacar la licitación, pues hubo mucho desorden en la obra, falta de planificación y un invierno bastante fuerte que provocó un sobrecosto del 15% en la construcción que no estaba incluido en el crédito.

Entrevistador: Usted habla del mercado en bolsa como una de las ventajas de las PCHS, ¿existe otro tipo de mercado?

Sponsor (inversionista) N.o 3: Sí, está el mercado de confiabilidad en el cual un productor de energía puede ganarse un cargo por confiabilidad. El Estado le pagaría mensualmente un valor adicional por MW, pero el productor se compromete a mantener una cantidad de energía en épocas de crisis.

Está el mercado de contratos (PPA) donde se vende energía a futuro a un precio determinado sin importar si el precio de la bolsa esté alto o bajo. Estos contratos son generalmente entre un productor de energía y un comercializador, el cual después saldrá a venderlo a la bolsa según sus conveniencias.

Y el último es el mercado en bolsa del cual ya se mencionaron las ventajas de las PCHs y donde las plantas mayores entran a competir en precios según la demanda diaria de energía.

Entrevistador: ¿Es posible que una PCH se gane un cargo por confiabilidad?

Sponsor (inversionista) N.o 3: Es posible, mas no es recomendado a menos que se tengan muchos estudios de los ciclos del cauce, pues una PCH por lo general es una central a borde de río por lo que no tiene represa y no puede garantizar un caudal constante, así que el riesgo es muy alto en caso de una sequía.

Entrevistador: ¿Algo ha cambiado en el proceso de las licencias desde el inicio del proyecto?

Sponsor (inversionista) N.o 3: Si, las exigencias de las corporaciones, la politiquería, y las demoras en las entidades dificultan cada vez más el proceso de licenciamiento de una PCH y se ha triplicado su precio en un proceso que no tiene garantías.

Entrevistador: ¿Consideraron financiarse mediante bonos sacados por su empresa?

Sponsor (inversionista) N.o 3: No lo consideramos viable, puesto que es necesaria la calificación de una entidad encargada y una historia en la bolsa que no se tiene, por lo que de haberse hecho se habría conseguido una calificación baja y con poca rentabilidad.

Entrevistador: ¿Sacaron bonos verdes?

Sponsor (inversionista) N.o 3: Al comienzo lo estudiamos, mas consideramos que no se justificaba la inversión en su momento puesto que el mercado para estos bonos es muy limitado. Solo hicimos el papeleo necesario para demostrar que era un proyecto de energía alternativa (no contaminante) y ganar los beneficios tributarios que da la ley.

7.4 Reunión en *sponsor* (inversionista) N.o 4:

Se realizó una reunión con el *sponsor* N.o 4, una empresa de ingeniería civil en el sector de la infraestructura que ha tenido una gran experiencia en el sector construcción, incluyendo proyectos hidroeléctricos, y actualmente está operando un proyecto propio a filo de agua con una capacidad instalada mayor a 20 MW.

Entrevistador: ¿Por qué proyectos mayores a 20 MW y no menores de 20 MW?

Sponsor (inversionista) N.o 4: Partimos de la tesis de que el proyecto debe ser capaz de explotar al máximo el recurso que capta. Si la cuenca da para un proyecto mayor a 20 MW debería explotarse su máxima capacidad. Luego entramos en un examen más detallado, como los sobrecostos en el CAPEX al duplicar infraestructura teniendo centrales en serie.

Entrevistador: ¿Cómo se han financiado sus proyectos?

Sponsor (inversionista) N.o 4: Mientras más grande es el proyecto más difícil es financiarlo con un esquema de *Project Finance*. Además, los bancos cada vez han reglamentado más este tipo de financiaciones haciéndolas menos atractivas desde el punto de vista de los costos de financiación. Los proyectos los hemos apalancado en general con un 70% *Equity*, 30% deuda, mediante créditos corporativos, es decir contra nuestros balances y no contra el proyecto. Sin garantías y con comisiones estándar.

Entrevistador: ¿Detalles a resaltar de su cierre financiero?

Sponsor (inversionista) N.o 4: Incluimos dentro de nuestros flujos la participación en el mercado de confiabilidad, del cual comprometimos un poco más de la tercera parte del caudal mínimo esperado. Logramos nuestra financiación sin un contrato PPA, vendiendo directamente en la bolsa de energía. Logramos superar el fenómeno de El Niño y cumplimos con nuestras obligaciones de venta y confiabilidad.

Entrevistador: ¿Cómo descartaron un *Project Finance*?

Sponsor (inversionista) N.o 4: Nos parece costoso en comparación con un crédito corporativo. Esta decisión fue posible gracias a la fortaleza financiera de la empresa. Inicialmente se trató de disminuir la percepción del riesgo del banco mostrando las bondades del proyecto reflejadas en los ahorros y los escenarios conservadores del modelo financiero, y de manera paralela se fue construyendo el proyecto con recursos propios. A medida que avanzaba el proyecto desaparecían riesgos: se compraron todos los predios, se terminó la excavación subterránea, se había avanzado en las obras de concreto hasta que finalmente solo quedaba una pequeña parte por financiar. Ya era más barato contra balances, por lo que se descartó el *Project Finance*.

Entrevistador: ¿Qué opina de los bonos verdes?

Sponsor (inversionista) N.o 4: nuestra segunda central hidroeléctrica en construcción optó por vender futuros bonos verdes. Inicialmente comenzó con el fin de lograr los beneficios de exención del Iva en equipos. Se vendieron en el extranjero para respetar requerimientos legales y podría decirse que el precio inicia a reflejar la existencia de un mercado local colombiano. La regulación ha venido cambiando y el Estado está dando incentivos de descuentos tributarios a los compradores de bonos verdes, por lo que el mercado posiblemente se expanda y puedan volverse una fuente de ingreso efectiva.

Entrevistador: ¿Qué opina de participar en las subastas de cargo por confiabilidad?

Si el proyecto es lo suficientemente confiable en términos de caudal y eficiencia de producción energética, independiente de si es o no a filo de agua, es posible sacarle provecho al cargo por confiabilidad participando en las subastas. Esto depende principalmente de la calidad del estudio y la seguridad con la que se compromete el caudal del proyecto. En el caso puntual nuestro se logró obtener dicho cargo y responder en el fenómeno de El Niño sin ningún inconveniente.

Entrevistador: ¿Alguna otra fuente de financiación recomendada?

Sponsor (inversionista) N.o 4: Crédito a la exportación: créditos para la compra de equipos con tasas muy competitivas. También hay algo que no se puede olvidar: el crédito de los proveedores. Es posible, dependiendo de la fortaleza del *sponsor* y su reconocimiento lograr una financiación de materiales, lo que alivianaría la necesidad de crédito.

7.5 Reunión banca de inversión N.o 1

Se entrevistó una banca de inversión que ha tenido experiencia consiguiendo la financiación de PCHs y en la actualidad tiene un porcentaje en una de estas.

Entrevistador: ¿Como se financian las PCHS?

Banca de inversión N.o 1: En realidad no hay grandes diferencias en la financiación de una PCH con la de otras obras de ingeniería, como los edificios. Su cierre financiero puede alcanzarse con un *Project Finance* y/o con créditos corporativos de sus socios.

Entrevistador: ¿En que consisten estos *Project Finance*?

Banca de inversión N.o 1: Consiste en poner como garantía el proyecto y como fuente de pago los flujos futuros. Los bancos, para mitigar su riesgo financiero, exigirán tener garantías sobre el CAPEX, ingresos futuros y OPEX.

Entrevistador: ¿Qué exigencias tienen los bancos para mitigar el riesgo en el CAPEX?

Banca de inversión N.o 1: Hay que entender el CAPEX como todas las inversiones para poner a funcionar la PCH, las cuales son: las obras civiles, la maquinaria eléctrica y electrónica, líneas de transmisión, predios, gestiones socioambientales, entre otras. Para mitigar estos riesgos los bancos exigen hacer un contrato EPC (llave en mano) donde un contratista se encarga de la construcción de la central hidroeléctrica a un precio fijo, tiempo determinado y con una calidad exigida.

Una gran dificultad respecto al *EPCista* es la dificultad de lograr que un solo contratista tenga la especialidad en tantos campos del conocimiento, por lo que es permitido tener varios *EPCistas* o que el único subcontrate a su riesgo los demás aspectos para lograr terminar las obras.

Entrevistador: ¿Hay alguna dificultad con esos contratos EPC?

Banca de inversión N.o 1: Para lograr un buen contrato EPC es necesario tener unos estudios bastante completos y unos diseños que no dejen espacio a dudas y se sepan las cantidades exactas, todo esto debido a que si hay algún tipo de vacío en los estudios el contratista podría librarse de responsabilidades por ajustes en los diseños.

Entrevistador: ¿Qué exigencias tienen los bancos para mitigar el riesgo de ingresos?

Banca de inversión N.o 1: Se exigen principalmente contratos PPA, es decir contratos de venta de energía por varios años, esto con el fin de mitigar el riesgo de la volatilidad del mercado. Es claro que las PCHs tienen el beneficio de ser compradas diariamente en la bolsa de energía del país, pero el valor de la energía es muy volátil y depende generalmente de las lluvias en las diferentes cuencas del territorio (mientras más lluvias, menor precio). Esto sumado a la falta de medición de caudales históricos de los diferentes ríos produce una gran incertidumbre que los bancos no están dispuestos a correr.

Entrevistador: ¿Cómo funcionan los contratos PPA?

Banca de inversión N.o 1: Es un contrato que se firma con un tercero, generalmente una comercializadora de energía, por un tiempo determinado. Estos tiempos en general van de tres a cinco años debido a que a los comercializadores no les parece llamativo comprometerse a mantener un precio por un largo plazo por la volatilidad de los precios bolsa de energía, por temas de mercado. Por ejemplo, en el momento de la entrada de Hidroituango, la cual

producirá el 17% de la energía del país, aumentará la oferta de energía y disminuirá los precios.

Existen dos tipos de contrato: “páguese lo contratado” o “páguese lo generado”. En el “páguese lo contratado” se paga un mayor valor por kW producido, pero se entra en un compromiso de entregar una cantidad de energía téngase o no se tenga. En el “páguese lo generado” se vende a un menor precio pero se vende solo lo que se genera sin entrar en compromisos de una cantidad exacta.

Para los bancos, mientras más largo es el contrato PPA, menor es el interés exigido, puesto que se aseguran unos ingresos en un tiempo más cercana al del crédito.

Entrevistador: ¿Que exigencias tienen los bancos para mitigar el riesgo de costos?

Banca de inversión N.o 1: Este es el punto que menos importancia tiene para los bancos puesto que estas son unas tecnologías ya probadas y de mucha confiabilidad. Depende de los equipos que se deseen instalar, por ejemplo: si se usan equipos chinos, los cuales apenas están ingresando al mercado, se tiene un mayor riesgo y por ende una tasa un poco más alta. Por otro lado, si se usan equipos alemanes o franceses que ya se tienen un historial de calidad y seguridad, para el banco el riesgo podría considerarse como mitigado.

Entrevistador: ¿Qué opina de los bonos verdes?

Banca de inversión N.o 1: No se debe tomar como una fuente de ingresos o financiación, si se desea entrar en ellos entonces deben ser tomados como ingresos colaterales.

7.6 Reunión banca de inversión N.o 2

Se realizó una entrevista a una banca de inversión de un banco internacional.

Entrevistador: ¿Cuáles fueron los primeros proyectos de PCHs en los que estuvieron involucrados?

Banca de inversión N.o 2: Los primeros proyectos de energía que se trataron de sacar adelante fueron en el 2006. Eran de un tamaño bastante pequeño, centrales de 2 a 5 MW cuando en el país nadie incursionaba en este mercado. En ese momento no existían los *Project Finance* que hoy se utilizan para todos los proyectos por lo que la banca nacional era escéptica y no se logró ningún tipo de financiación con ellos por lo que fue necesario recurrir a financiación en bancos internacionales y multilaterales.

Entrevistador: ¿Después de sacar primeros proyectos adelante que pasó con la banca nacional?

Banca de inversión N.o 2: Al demostrar la viabilidad y confiabilidad de estos proyectos, la banca nacional se interesó inmediatamente, y entre los años 2008 y 2013 se logró sacar adelante más de ocho proyectos con tasas muy económicas y facilidad en los estudios.

Entrevistador: ¿Qué ha cambiado en el medio hoy con diferencia a los primeros años?

Banca de inversión N.o 2: En el pasado todavía no había intereses políticos en este tipo de proyectos. Hoy en día se ha complicado todo un poco más por la corrupción y las exigencias de las diferentes entidades ambientales. Además, la banca local se ha puesto mucho más exigente después de lo sucedido en los últimos años en el sector de la construcción. Hoy en día, lograr un crédito en banca local de primer piso puede tomar alrededor de un año y en nuestro caso particular hemos encontrado mucha más facilidad de sacar proyectos adelante mediante bancas multilaterales.

Entrevistador: ¿Qué beneficios y dificultades pueden presentar las bancas multilaterales?

Banca de inversión N.o 2: En temas de beneficios puede ser el plazo que puede llegarse a obtener en un crédito, que va de 15 a los 18 años, con una tasa de interés que puede ser muy competitiva frente a la de la banca local de primer piso, pero con menos exigencias que estas. Su principal dificultad puede ser el tema cambiario aunque en esos casos hemos llegado a hacer coberturas para tranquilidad de los clientes.

Entrevistador: ¿Cuáles son los principales apoyos que da su banca de inversión a los *sponsors*?

Banca de inversión N.o 2: A nosotros nos gusta estar presentes desde los momentos iniciales del proyecto para así planificar todo el proceso de obtención de licencias, créditos, permisos, incluso ventas de energía, donde guiamos al *sponsor* por las mejores opciones para lograr sacar el proyecto adelante.

7.7 Entrevista con consultora N.o 1

Entrevistador: ¿A qué se dedica la empresa?

Consultora N.o 1: Es una empresa consultora especializada en temas relacionados con las pequeñas centrales hidroeléctricas, temas energéticos en general y principalmente en temas relacionados con los contratos de venta de energía, diseño de líneas de conexión, subestaciones y cálculo de viabilidad de proyectos.

Entrevistador: ¿Han tenido experiencia con PCHs?

Empresa consultora N.o 1: Según la experiencia vivida, para explicar algunos beneficios y dificultades que se presentan hoy en día al realizar una pequeña central hidroeléctrica (10 a 20 MW) o una microcentral hidroeléctrica (1 a 10 MW), es necesario realizar un ejemplo de la capacidad hidroeléctrica de un río y cuáles son las opciones de construcción.

Si nos ubicamos en un río en el que por su capacidad hidráulica o por su caída se puedan producir 60 MW el inversionista puede tomar diversas opciones:

Puede construir una central hidroeléctrica a filo de agua con una capacidad de 60 MW. En ese caso solo sería necesario realizar una casa de máquinas, se invertiría solo en equipos necesarios y un solo túnel de conducción por lo que los costos de construcción se reducirían, pero entraría a participar en bolsa para el despacho de su energía y adicionalmente solo le valdrían su energía promedio y en épocas de abundancia sus picos de energía no serían tomados en cuenta en la venta. Además, tendría asumir las retenciones del cargo por confiabilidad y participar en subastas si se quiere ganar los beneficios de este mercado.

Puede construir tres centrales eléctricas de 20 MW cada una (pequeñas centrales hidroeléctricas). Se incrementarían los costos principalmente por la construcción de tres casas de máquinas con sus respectivos equipos y vías de acceso, pero accedería a los beneficios de ley de PCHs garantizando la compra de energía producida diariamente sin entrar a competir en bolsa, y además pagarían los picos de energía generados en épocas de abundancia. Por otro lado, no tendría que pagar por el cargo por confiabilidad. En el caso que se desee construir seis centrales de 10 MW (microcentral hidroeléctrica) cada una, sucede lo mismo que en la de 20 MW: se incrementan costos de construcción y se tienen los mismos beneficios, pero con un beneficio adicional que consiste en poderse disminuir durante cinco años el 50 % de los costos del proyecto de la declaración de renta. En este punto es importante aclarar que los ingresos de dichas PCHs no alcanzarían a absorber todo el beneficio, así que esto es más beneficioso para empresas que ya tengan grandes ingresos por otros negocios.

Entrevistador: ¿Cuál sería su recomendación respecto al tamaño de la central hidroeléctrica a construir?

Empresa consultora N.o 1: Esto depende mucho de las características de la cuenca con sus respectivas capacidades puesto que al no tener embalse no se puede acumular el potencial de energía, por lo que se sugiere tener un contrato de flujos futuros ya firmado con una empresa (comercializador de energía) donde se negocia un precio al que se compra la energía por un tiempo determinado, y se recomienda no utilizar la ley que permite a las PCHs despachar la energía diariamente al precio de bolsa al inicio del día menos un peso, porque es incierto.

Entrevistador: ¿En su experiencia cómo se han financiado las empresas que deciden entrar en este tipo de proyectos y qué les exigen?

Empresa consultora N.o 1: En nuestra experiencia con los temas de financiación, siempre se ha encontrado que utilizan el crédito directo con entidades financieras, como por ejemplo la línea verde de Bancolombia. Generalmente, para los créditos se solicita licencia ambiental, permiso y punto de conexión, y contratos ya firmados de flujos futuros.

7.8 Entrevista con banca nacional N.o 1

Se realiza una entrevista con un banco nacional privado de primer nivel.

Entrevistador: ¿Cómo se estructuran los proyectos?

Banca privada nacional N.o 1: Los proyectos generalmente son estructurados a través de un patrimonio autónomo o un *leasing* y se financia de un 70% a un 80% del proyecto.

Entrevistador: ¿Que se evalúa generalmente para aceptar el crédito?

Banca privada nacional N.o 1: En lo que más se fija el banco es en el *sponsor* del proyecto, su experiencia y su historial en el banco.

También se evalúa el contratista, el encargado de construir el proyecto mediante el contrato EPC, el cual debe mostrar una buena experiencia especialmente en túneles. Si la experiencia es muy buena no se exige interventoría ni ingeniero independiente.

Se exige que se tenga un contrato PPA por lo menos por cinco años, y seis meses antes de terminar dicho contrato se exige comenzar a buscar uno nuevo.

Además de todas las licencias ambientales, de construcción, de conexión y diseños definitivos, en la mayoría de casos los *sponsors* llegan con los terrenos donde se harán las casas de máquinas y las captaciones ya comprados. Se puede exigir disponibilidad predial, mas no es común exigir la compra o la propiedad.

Entrevistador: ¿Cómo se recomienda estructurar los proyectos?

Banca privada nacional N.o 1: La preferencia del banco es mediante un *leasing* debido a que por este método la Superfinanciera exige menos al banco y se logra conseguir con mayor facilidad el crédito. Cabe resaltar la existencia de líneas verdes en los bancos, las cuales tienen una tasa de interés más favorable y están dedicadas netamente para financiar proyectos amigables con el medio ambiente como las PCHs.

Entrevistador: ¿Cuál es la tasa manejan?

Banca privada nacional N.o 1: En general se maneja una tasa que esta indexada al IPC con un *spread* que iría de 3,95 a 5 puntos porcentuales y con un plazo de entre 10 y 12 años.

Entrevistador: ¿De qué dependen los puntos porcentuales del *spread*?

Banca privada nacional N.o 1:

Sponsor

Lugar del proyecto (problemas de orden público)

Tiempo del contrato PPA (entre más tiempo menor tasa)

Tiempo del crédito

Riesgos descubiertos

Entrevistador: ¿Manejan comisiones? ¿Por qué valor?

Banca privada nacional N.o 1:

Comisión por participación 1% - 1,75%

Comisión por disponibilidad 1,25% - 2,25%

Comisión por prepago 0,5% - 1%

7.9 Entrevista con banca nacional N.o 2

Se realizó una entrevista con un banco nacional privado de primer nivel.

Entrevistador: ¿Cómo se estructuran los proyectos?

Banca privada nacional N.o 2: El proyecto es generalmente estructurado mediante un *leasing* donde el banco financia generalmente un 60% del proyecto, aunque hay casos donde se llega a financiar hasta un 80%, principalmente para clientes AAA del banco o con un respaldo y músculo financiero muy grande.

Entrevistador: ¿Qué garantías exige el banco para aprobar la financiación de un proyecto PCH?

La cantidad de garantías exigidas va directamente relacionada con el *sponsor* del proyecto. Entre mejor calificación y músculo financiero, menos son las exigencias, pero en general se exigen:

Licencias ambientales, de conexión, construcción y demás permisos que se necesiten a nivel legal para operar una PCH.

Un contrato PPA donde se garantice el flujo futuro del proyecto.

Diseños estructurales definitivos del proyecto.

Terrenos que se utilizarán para el proyecto ya comprados o negociados.

Entrevistador: ¿Por cuántos años debe ser la duración de los contratos PPA?

Banca privada nacional N.o 2: La duración debe estar entre los 8 y los 12 años para una fácil aprobación del crédito. Si el tiempo es menor se aumentará la tasa de interés por el riesgo que percibe el banco.

Entrevistador: ¿Cuál es la tasa que se maneja?

Banca privada nacional N.o 2: La tasa como tal es muy variable y depende principalmente del *sponsor*. No tengo la autorización para darles rangos del *spread* pero sí que está indexado al IBR o IPC y que esta tasa varía dependiendo de la época del proyecto, es decir, en la construcción se tiene un mayor *spread* por el mayor riesgo percibido y después baja en la etapa de operación y mantenimiento. Los créditos pueden tener una duración entre los 8 y 12 años con un periodo de gracia de dos.

Entrevistador: ¿Se pide alguna evaluación del proyecto a algún especialista?

Banca privada nacional N.o 2: Solo se pide evaluar el proyecto a especialistas independientes si el tamaño es considerable, también depende mucho de la cantidad de túneles que tenga, pues se considera que mientras más túneles mayor es el riesgo. También es posible que se exija una interventoría para el proyecto.

Entrevistador: ¿Manejan comisiones? ¿Por qué valor?

Banca privada nacional N.o 2: Las comisiones manejadas son por participación, disponibilidad y prepago y se encuentran entre el 0,5% y 2% para clientes del banco.

7.10 Reunión Entidad pública de fomento N.o 1 – Complemento con información pública del Instituto para el Desarrollo de Antioquia IDEA.

Esta reunión se realizó con el fin de determinar cuál es la manera en la que esta entidad de fomento departamental financia proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas, teniendo en cuenta que lo ha hecho en los últimos años. Igualmente determinar los requerimientos exigidos para los interesados en financiamiento a través de créditos públicos de fomento.

Entrevistador: ¿Qué es el IDEA?

Entidad pública de fomento N.o 1: (Respuesta tomada de la página web del IDEA) El IDEA (Instituto para el Desarrollo de Antioquia) es una entidad de la Gobernación de Antioquia, creada con el dinero obtenido por la venta del Ferrocarril de Antioquia a la Nación. Su principal función es fomentar la economía del departamento mediante créditos para obras que sean de beneficio para la población, como son las pequeñas centrales hidroeléctricas (Instituto para el Desarrollo de Antioquia, 2016; Toro & García, 2015; Congreso de Colombia, 2014).

Entrevistador: ¿Cuál es la experiencia del IDEA financiado PCHs?

Entidad pública de fomento N.o 1: La mayor experiencia que ha tenido el IDEA en la financiación de PCHs ha sido con municipios del departamento de Antioquia, en donde los municipios aportan el 10% del capital y el IDEA el 90% restante. El proyecto con sus flujos futuros se encarga de pagar los intereses y el capital.

¿También financian a privados con este tipo de proyectos?

Entidad pública de fomento N.o 1: Para los privados, los créditos para este tipo de proyectos son gestionados a través de una empresa llamada GEN+, cuyas primeras exigencias para estudiar el crédito son la presentación de los permisos ambientales, de conexión y de construcción del proyecto.

Entrevistador: ¿Cuáles son las condiciones que se les ofrecen a los privados si son aceptados para un crédito?

Entidad pública de fomento 1: El IDEA solo financia el 70% del proyecto por lo que la persona interesada en el crédito debe tener el 30% restante (*Equity*). El desembolso del dinero, dado que el crédito haya sido aprobado, debe realizarse en un patrimonio autónomo. El IDEA decidirá a su juicio cuál será el interventor del proyecto o el ingeniero independiente, cuyo costo deberá ser asumido por el proyecto, entrando a los costos de construcción (CAPEX). Las condiciones del crédito pueden variar de un proyecto a otro y esto depende de la entidad, por lo general los proyectos son financiados de 12 a 15 años teniendo un periodo de gracia de dos a tres años antes de comenzar a pagar la deuda, incluido en el plazo total. Además, la tasa de interés es determinada por la DTF o el IBR más un *spread* entre 4,5% y 5,5%, lo que se decidirá dependiendo del tipo de negocio que se financia y las condiciones del mercado.

Entrevistador: ¿Han utilizado algún método de financiación diferente al crédito tradicional?

Entidad pública de fomento N.o 1: BOOMT, otro tipo de financiación que se utiliza a nivel mundial y que se ensayó por primera vez en Colombia con la construcción de Hidroitango. El BOOMT es una metodología de financiación en donde el dueño de un proyecto, en este caso una gran central hidroeléctrica, contrata a un tercero para que la construya, la opere y la

mantenga durante cierta cantidad de tiempo a cambio de una retribución con los flujos futuros del proyecto y, en el caso de Hidroituango, pagando una prima inicial por el derecho a ser el contratista. Durante el periodo del BOOMT (contrato similar o igual a una concesión) el tercero administrará y se usufructuará del proyecto durante el periodo pactado, y al finalizar deberá retornarlo a su dueño original.

Entrevistador: ¿Qué papel tiene el IDEA en la construcción de Hidroituango?

Entidad pública de fomento N.o 1: En el caso de Hidroituango, el IDEA es el dueño del 54% del proyecto, EPM es dueño del 44% y el 2% restante es de algunos privados. Este proyecto fue adjudicado a EPM quien además de ser dueño participó en el concurso del BOOMT. Este consistió en adjudicar la construcción (incluidos diseño y financiación), operación y mantenimiento de una central de 2.400 MW por un tiempo de 45 años, en donde EPM pagaría una prima inicial al IDEA por un valor de 250 mil millones de pesos además de pagar el 3% del valor de la energía generada durante todo este periodo. Cumplido el contrato de concesión, EPM debería devolver la central Hidroeléctrica a sus dueños quienes deberán decidir en ese entonces si la operarán hasta que se termine su vida útil o si licitarán nuevamente su operación y mantenimiento.

7.11 Reunión sobre metodología de financiación de Hidroituango

Se realizó una reunión con un partícipe de la financiación del proyecto hidroeléctrico Hidroituango, el cual contó la historia de cómo se logró financiar esta gran central hidroeléctrica por una metodología frecuente en el exterior, pero inexistente en Colombia, por qué se usó este tipo de financiación y las ventajas que tiene.

Aunque la central hidroeléctrica que se financió es la más grande en la historia de Colombia con una capacidad instalada de 2.400 MW se consideró que esta metodología debía ser investigada para evaluar si podría ser aplicada a un nivel más pequeño como son las PCHs.

Entrevistador: ¿En qué consiste la metodología utilizada para financiar PCHs?

Entrevistado: La metodología usada para esta financiación fue BOOMT. Consiste en realizar una subasta donde se pagaría una prima por el derecho a participar y su alcance es la construcción (incluyendo diseños, gestiones y financiación), operación y mantenimiento de un proyecto durante un tiempo determinado a cambio de una retribución con los flujos futuros producidos, en este caso, la venta de energía de una gran central hidroeléctrica.

Entrevistador: ¿Cómo se logró esta subasta?

Entrevistado: En el caso de Hidroituango, esto se logró después de que el gerente de uno de los dueños mayoritarios viajara a una conferencia de centrales hidroeléctricas en China, donde comprobó el valor del MW construido en el caso de esta central era muy favorable en comparación con la de otras centrales en el mundo. El promedio de un MW construido oscila generalmente entre 2 a 2,5 millones de dólares, en Hidroituango era 0,9 millones, lo cual potencialmente podría generar un gran interés de diferentes inversionistas del mundo.

Entrevistador: ¿Después de saber las ventajas que tenía el proyecto, cuál fue el paso a seguir?

Entrevistado: El siguiente paso fue contratar un banco reconocido internacionalmente con comisión de éxito por ser la banca de inversión y cuarto de datos frente a la licitación para encontrar al adjudicatario del BOOMT. A este se le entregó toda la información del proyecto para que fuera intermediario en el proceso de licitación, definiendo etapas y cronogramas de entregas, que diera asesoría para el cálculo financiero en donde se determinara una la prima mínima de participación con la que empezaría la subasta y el tiempo por el que se concesionaría el proyecto para dar un cierre financiero acorde e interesante para inversionistas. Finalmente, se realizó la subasta donde participaron 17 empresas, y se escogió el ganador. Dentro de su oferta estaba un plan de pago de la prima por cuotas con su debido interés.

Entrevistador: ¿Algo más que decir del BOOMT?

Entrevistado: Un punto que es fundamental para realizar un BOOMT es determinar financieramente el valor de la prima del proyecto y el tiempo que se concesionaría, puesto que un alto valor de prima o un tiempo muy corto no daría el cierre financiero atractivo para posibles inversionistas.

Entrevistador: ¿Por qué considera que nunca se había usado esta metodología en el país?

Entrevistado: La razón por la que esta metodología no es muy usada es por la falta de conocimiento. Generalmente en Colombia las empresas se dirigen al crédito tradicional, donde los bancos prestan a una tasa de interés según el tamaño de la empresa o contra los flujos de caja futuros proyectados de la PCH.