



Vigilada Mineducación

ANÁLISIS COMPARATIVO PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS
HIDROELÉCTRICOS EN COLOMBIA: PROJECT FINANCE VERSUS EJECUCIÓN
DENTRO DE BALANCE

COMPARATIVE ANALYSIS FOR THE DEVELOPMENT OF HYDROELECTRIC
PROJECTS IN COLOMBIA: PROJECT FINANCE VERSUS CORPORATIVE FINANCE.

PABLO ZAPATA CAMPUZANO

Tesis para aspirar al título en Maestría en Administración Financiera

Asesor

Guillermo Alfredo Paredes Zambrano

UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE ECONOMÍA Y FINANZAS

FINANZAS

MEDELLÍN

2022

DEDICATORIA

A Lida, mi esposa, que me ha enseñado que lo más importante en la vida es el amor.

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	13
2.	MARCO TEÓRICO	15
2.1	Energía y electricidad	15
2.2	Conceptos básicos sobre energía eléctrica.....	15
2.2.1	Propiedades de la energía eléctrica con implicaciones prácticas.....	16
2.3	Cadena de suministro energía eléctrica	17
2.4	Demanda de energía eléctrica	18
2.5	Oferta de energía eléctrica	21
2.5.1	Fuentes de energía y tipos de centrales de generación	21
2.5.2	Centrales hidroeléctricas.....	22
2.5.3	Matriz energética	23
2.5.4	Capacidad instalada que debe tener la oferta.....	25
2.5.5	Costos y riesgos en la construcción y operación de los diferentes tipos de centrales	26
2.6	Mercado de energía eléctrica	27
2.6.1	Mercado de corto plazo o “spot”	28
2.6.2	Mercado de largo plazo o contratos bilaterales	28
2.6.3	Imperfecciones y restricciones del mercado de energía eléctrica.....	30
2.6.4	Operación del sistema eléctrico	32
2.7	Estructura institucional del mercado eléctrico colombiano.....	33
2.8	Principales características del mercado de energía eléctrica en Colombia.....	35
2.8.1	Estructura tarifaria	38
2.8.2	Precio de bolsa.....	40
2.8.3	Contratos bilaterales	44

2.8.4	Cargo por Confiabilidad (CxC)	47
2.9	Demanda de energía eléctrica en Colombia	48
2.10	Oferta de energía eléctrica en Colombia.....	51
2.11	Ingresos de los generadores en Colombia.....	52
2.12	Egresos de los generadores	57
2.12.1	Capital Expenditure (CAPEX).....	57
2.12.2	Estimación de CAPEX para proyectos hidroeléctricos	59
2.12.3	CAPEX de sostenimiento	62
2.12.4	Operating Expenditures (OPEX)	63
2.12.5	Costos AOM	64
2.13	Esquema tradicional de desarrollo de centrales hidroeléctricas en Colombia.....	68
2.13.1	Etapa de identificación.....	68
2.13.2	Etapa de prefactibilidad	69
2.13.3	Etapa de factibilidad	69
2.13.4	Diseño de detalle y licenciamiento ambiental	70
2.13.5	Contratación de los trabajos.....	70
2.13.6	Esquema tradicional de financiamiento y ejecución de los trabajos	71
2.13.7	Sobre costos y retrasos en el esquema tradicional de desarrollo de proyectos hidroeléctricos.....	72
2.14	Desarrollo de proyectos hidroeléctricos bajo esquemas Project Finance	73
2.14.1	Vehículos para propósitos especiales (SPV)	79
2.14.2	Contratos EPC en proyectos hidroeléctricos	79
2.14.3	Contratos bilaterales de venta de energía (PPA) bajo esquemas Project Finance	83
2.15	Comparación entre el esquema tradicional y el Project Finance-EPC	84

2.16	Desarrollo de proyectos hidroeléctricos en esquemas Project Finance-EPC a nivel mundial	86
2.16.1	Proyectos hidroeléctricos bajo esquemas Project Finance-EPC en países en desarrollo	88
2.17	La evaluación financiera de proyectos.....	92
2.17.1	Evaluación financiera de proyectos. Diferencias entre proyectos ejecutados dentro de balance y bajo Project Finance.....	93
2.17.2	Rentabilidad esperada para un proyecto ejecutado bajo Project Finance y en balance	99
3.	METODOLOGÍA.....	102
3.1	Estado de resultados central hidroeléctrica.....	103
3.2	Construcción del flujo de caja libre y el flujo de caja del inversionista	103
3.3	Modelación financiera	105
3.4	Principales variables	105
3.4.1	Variables técnicas	106
3.4.2	Variables asociadas al desarrollo y la construcción.....	109
3.4.3	Variables durante la operación	114
3.4.4	Variables comerciales	115
3.4.5	Variables macroeconómicas	117
3.4.6	Variables financieras.....	121
3.5	Caso base y valores de las variables de estudio.....	125
4.	RESULTADOS	128
4.1	Estado de resultados y tasa de retorno del inversionista para el caso base.....	128
4.2	Valor del CAPEX bajo los dos esquemas de desarrollo.....	130
4.3	Flujo de caja bajo los dos esquemas de desarrollo	131
4.4	Efectos de la Ley 1715 - Depreciación acelerada.....	133

4.5	Análisis de sensibilidad	135
4.5.1	Esquema dentro de balance.....	136
4.5.2	Esquema Project Finance.....	140
4.5.3	Análisis de sensibilidad y aplicación beneficios Ley 1715	142
4.5.4	Análisis de sensibilidad y variables estresadas indirectamente	145
4.5.5	Tasas de retorno obtenidas y el WACC.....	146
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	147
6.	REFERENCIAS	152
7.	APÉNDICE A	156

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Comportamiento de la demanda en un día.....	19
Figura 2. Curva de demanda diaria	20
Figura 3. Estructura institucional del mercado eléctrico colombiano	35
Figura 4. Mercado “spot” Colombia-Formación precio de bolsa	41
Figura 5. Operación del sistema. Oferta de generadores, despacho programado, redespachos y liquidación	43
Figura 6. Precio energía mercado “spot” y contratos enero de 2020 a julio de 2021	44
Figura 7. Energía transada en 2019 en contratos de largo plazo por tipo de mercado y asignación	45
Figura 8. Duración de los contratos de largo plazo por año de solicitud	46
Figura 9. Comportamiento de la demanda anual en Colombia GWh	51
Figura 10. Principales conceptos transados en el ASIC, año 2019	53
Figura 11. Rango de costos de CAPEX por países	60
Figura 12. Costos de operación por KWh por tecnología de generación.....	63
Figura 13. Frecuencia y magnitud de sobrecostos por tipo de tecnología de generación	73
Figura 14. Estructura contractual Project Finance	76
Figura 15. Project Finance-número de proyectos y desembolsos	86
Figura 16. Project Finance-Financiamiento de proyectos de infraestructura por sector	87
Figura 17. “Spread” sobre LIBOR en deuda de proyectos ejecutados bajo Project Finance.....	91
Figura 18. Comparación Project Finance y esquema dentro de balance.....	97
Figura 19. Comportamiento del flujo de caja libre en el ciclo de vida de un proyecto de inversión (central de generación).....	100
Figura 20. Caso base. Flujo de caja del inversionista bajo Project Finance y dentro de balance	131

Figura 21. Flujo de caja del inversionista del caso base, la depreciación del periodo y la amortización de capital. Esquemas Project Finance y dentro de balance.....	135
Figura 22. Análisis de estrés-Esquema de desarrollo dentro de balance-Aplican beneficios Ley 1715	138
Figura 23. Análisis de estrés-Esquema de desarrollo Project Finance.....	141
Figura 24. Análisis de estrés-Esquema de desarrollo dentro de balance-Sin beneficios Ley 1715	143

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tarifa servicio de energía-componentes CU.....	39
Tabla 2. Costos máximos regulados al nivel de tensión 1 conectado a redes aéreas de nivel de tensión 2 en diciembre de 2010	40
Tabla 3. Demanda de energía por tipos de mercado	50
Tabla 4. Costos de construcción por kilovatio instalado a nivel mundial para grandes y pequeñas centrales	60
Tabla 5. Rangos de costos principales como porcentaje del CAPEX de construcción.....	60
Tabla 6. Principales componentes del CAPEX	61
Tabla 7. Conceptos de costo de operación y mantenimiento AOM.....	64
Tabla 8. Costos de ley y operación del sistema en Colombia	65
Tabla 9. Impuestos plantas hidroeléctricas en la etapa de operación.....	67
Tabla 10. Comparación desarrollos de proyectos bajo esquema tradicional y bajo Project Finance.....	85
Tabla 11. Estructura simplificada del estado de resultados de una central hidroeléctrica en Colombia.....	103
Tabla 12. Estructura simplificada del estado de resultados y etapas de desarrollo del proyecto	104
Tabla 13. Principales variables en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos	106
Tabla 14. Distribución porcentual de los conceptos de CAPEX de construcción	113
Tabla 15. Porcentaje ejecución de fondos por año de construcción.....	113
Tabla 16. Beneficios Ley 1715.....	120
Tabla 17. Caso base. Variables y valores de las variables	125
Tabla 18. Tasa de retorno del inversionista y los efectos de los beneficios de la Ley 1715	134

Tabla 19. Análisis de estrés-Eschema de desarrollo dentro de balance-Aplican beneficios Ley 1715	137
Tabla 20. Caso base-Eschema de desarrollo dentro de balance-Impacto de cada variable sobre la tasa de retorno del inversionista.....	139
Tabla 21. Análisis de estrés-Eschema de desarrollo Project Finance	140
Tabla 22. Esquema de desarrollo Project Finance sin considerar los beneficios de la Ley 1715-Impacto de cada variable sobre la tasa de retorno del inversionista.....	142
Tabla 23. Análisis de estrés. Esquema de desarrollo dentro de balance. Sin beneficios Ley 1715	142
Tabla 24. Esquema dentro de balance-Aplicación beneficios Ley 1715-Efecto sobre el nivel de impacto entre variables	144

RESUMEN

La construcción de centrales hidroeléctricas en Colombia ha sido tradicionalmente llevada a cabo por empresas establecidas en el sector que utilizan sus activos como garantía para la financiación de los nuevos proyectos. Sin embargo, debido al elevado riesgo que presentan los proyectos hidroeléctricos, los inversionistas están evaluando mecanismos alternativos como el Project Finance. En el presente documento se estudian, desde una perspectiva financiera, las principales diferencias, ventajas y desventajas que ofrecen los esquemas de desarrollo de proyectos hidroeléctricos dentro de balance y bajo Project Finance en Colombia. También se realiza una modelación financiera simplificada de los dos esquemas, encontrando que los proyectos ejecutados dentro de balance generan una mayor tasa de retorno para el inversionista. Se concluye que incentivos para el desarrollo de proyectos con fuentes de energía renovables como la Ley 1715 son más efectivos si los proyectos se ejecutan dentro de balance.

Palabras clave: proyectos hidroeléctricos, balance, Project Finance, Ley 1715.

ABSTRACT

The construction of hydroelectric plants in Colombia has traditionally been carried out by established players in the electric sector that use their assets as collateral to finance new projects. However, given the high risk that hydroelectric projects present, investors are evaluating alternative mechanisms such as Project Finance. This document studies, from a financial perspective, the main differences, advantages, and disadvantages of developing a hydroelectric project within a company balance sheet and under Project Finance in Colombia. A simplified financial modeling of the two schemes is also presented in the study, finding that projects executed within the balance sheet generate a higher rate of return for the investor. The study also concludes that incentives, such as Law 1715, for the development of renewable energy projects are more effective if the projects are executed within the balance sheet of the company.

Key words: hydroelectric projects, corporate finance, Project Finance, Law 1715.

1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es uno de los pilares del mundo moderno, fuente de desarrollo y bienestar. Sin embargo, su generación a partir de combustibles fósiles como el petróleo o el carbón ha sido uno de los mayores responsables del cambio climático.

La descarbonización del planeta requiere que las plantas de generación a base de combustibles fósiles sean reemplazadas por fuentes de energía renovables como la hidráulica, la eólica o la fotovoltaica.

Los proyectos de generación hidroeléctrica, por su complejidad técnica y nivel de riesgo, son menos atractivos para los inversionistas que los proyectos eólicos o fotovoltaicos. Sin embargo, las centrales de generación eólicas o fotovoltaicas no ofrecen la firmeza¹ que las centrales hidroeléctricas aportan al sistema eléctrico, por lo que las centrales hidroeléctricas no son solo deseables por ser una fuente renovable de energía, sino que son necesarias para garantizar la firmeza del sistema eléctrico.

Una alternativa para disminuir el perfil de riesgo de los proyectos hidroeléctricos es que estos sean desarrollados bajo el esquema conocido como Project Finance. Este mecanismo ha sido usado desde hace más de dos décadas en países desarrollados con resultados positivos en la construcción de grandes proyectos de infraestructura y energía.

¹ La firmeza es la capacidad que tiene una central de producir una cantidad constante de energía durante largos periodos de tiempo. Una central hidroeléctrica con embalse puede guardar grandes cantidades de agua y generar electricidad de manera constante y continua a medida que libera el agua. Las centrales eólicas, por su parte, solo pueden generar energía cuando hay viento, y su nivel de generación depende de que tan fuerte sea este.

En Colombia, la figura de Project Finance es relativamente desconocida, y son pocos los proyectos hidroeléctricos que han usado este esquema de desarrollo a la fecha.

Para empresas de generación existentes, la evaluación de proyectos hidroeléctricos bajo la figura de Project Finance debe incluir simultáneamente la evaluación del proyecto dentro del balance de la compañía; de hecho, el análisis simultáneo puede facilitar la identificación de estrategias que puedan optimizar los modelos de inversión en ambas alternativas.

El principal objetivo de este documento es determinar, desde el punto de vista financiero, las principales diferencias, ventajas y desventajas que ofrecen los esquemas de desarrollo de proyectos hidroeléctricos dentro de balance y bajo Project Finance en Colombia. Esta comparación puede utilizarse de manera preliminar para contrastar la rentabilidad de proyectos hidroeléctricos desarrollados bajo los dos esquemas, facilitando la toma de decisiones tempranas en la estructuración y selección de proyectos hidroeléctricos.

Para realizar la comparación entre los dos esquemas se identificaron las principales variables que determinan los ingresos y egresos de una central hidroeléctrica en Colombia. Posteriormente, se construyeron dos modelos financieros, uno para el esquema dentro de balance y otro para el esquema Project Finance. Los modelos financieros se corrieron con los valores estimados para cada una de las variables obteniendo la tasa retorno del inversionista para los dos esquemas de desarrollo. Por último, los modelos financieros fueron estresados modificando el valor de algunas variables e identificando el impacto sobre la tasa de retorno del inversionista.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Energía y electricidad

En términos físicos, la energía es la capacidad de un cuerpo o sistema de generar trabajo o producir movimiento. Asimismo, de acuerdo con la primera ley de la termodinámica, la energía no se crea ni se destruye, sino que se transforma. La implicación práctica de esta propiedad es que la energía se presenta de diferentes formas y que puede cambiar de un estado a otro si se cumplen ciertas condiciones.

Si bien en el lenguaje común se habla de numerosos tipos de energía como la eléctrica, la solar, la nuclear, la química, entre otras, en realidad todas las formas de energía se pueden clasificar en dos grandes grupos: energía cinética y energía potencial. La energía cinética se manifiesta en el movimiento de un objeto, mientras que la energía potencial es la capacidad latente que tiene un objeto de ponerse en movimiento dependiendo de su ubicación en el espacio.

2.2 Conceptos básicos sobre energía eléctrica

La energía eléctrica producida en una central de generación se obtiene al transformar la energía mecánica (cinética) de un sistema turbogenerador en energía eléctrica (cinética). El sistema puede ser impulsado por agua en el caso de centrales hidroeléctricas, por gases presurizados en el caso de centrales térmicas o nucleares, o por el viento para el caso de parques eólicos. El principio físico que permite la generación de energía eléctrica es el efecto de inducción electromagnética, el cual establece que la fuerza electromotriz o tensión se

produce en un cuerpo conductor cuando este es expuesto a un campo magnético variable. El efecto de inducción electromagnética se puede lograr de dos maneras: manteniendo un conductor eléctrico dentro de un campo magnético en movimiento o moviendo un conductor eléctrico dentro de un campo magnético estático.

2.2.1 Propiedades de la energía eléctrica con implicaciones prácticas

Para entender algunas de las restricciones y particularidades del mercado de energía eléctrica es necesario comprender las siguientes particularidades físicas de la generación y transmisión de la electricidad.

2.2.1.1 La electricidad no puede ser almacenada

La energía eléctrica no puede ser almacenada económicamente en grandes cantidades. La implicación directa de esta restricción es que la demanda y la oferta de energía eléctrica deben ser balanceadas instantáneamente.

2.2.1.2 La electricidad viaja siguiendo las propiedades de la física

La manera más eficiente de transportar energía es mediante un sistema de transmisión común que interconecte a todos los productores de energía con todos los consumidores de energía.

Debido a que la electricidad se transporta en un sistema común, y que a la electricidad sigue la ley del camino de menor resistencia, no es posible que la energía producida por un generador determinado sea directamente enviada a un consumidor puntual.

Por otro lado, cuando la energía eléctrica es transportada desde una central de generación hasta el consumidor final, parte de la energía eléctrica se transforma en calor debido a la resistencia que opone el material conductor al paso de los electrones y a los procesos de aumento y disminución de voltaje. Esta transformación indeseada de la energía eléctrica en calor se conoce como pérdidas técnicas del sistema.

2.2.1.3 La electricidad viaja a la velocidad de la luz

Debido a que la electricidad viaja a la velocidad de la luz no es posible lograr un balance entre la demanda y la oferta a menos que se haga una planeación anticipada de la oferta y que se ejecuten una serie de controles y ajustes en tiempo real mientras que la electricidad es generada, transportada y consumida.

2.3 Cadena de suministro de energía eléctrica

La cadena de suministro de la energía eléctrica está claramente dividida en tres fases, cada una con propiedades y actividades propias. La primera fase es la generación, en la cual las centrales producen energía a una tensión entre 5 y 34.5 kV (Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, 2015). La segunda fase es la transmisión, en la cual la energía es recibida en una subestación; el nivel de tensión es elevado hasta voltajes que pueden variar entre 69 y 765 kV y así la energía eléctrica se puede transportar por largas distancias con “bajas” pérdidas. La tercera fase es la distribución e inicia una vez las líneas de transmisión alcanzan los centros de consumo como las ciudades o complejos industriales, en estos puntos el voltaje es bajado a tensiones que oscilan entre 15 y 34.5 kV (Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, 2015).

2.4 Demanda de energía eléctrica

La sociedad moderna consume energía eléctrica en la iluminación y operación de aparatos eléctricos en los hogares, en procesos industriales, en la iluminación y funcionamiento de edificios y grandes superficies, en el alumbrado público, entre otros. El sector residencial es el mayor consumidor de energía eléctrica en el mundo, seguido de los sectores industrial y comercial.

La demanda de los sectores residencial y comercial tiene unos ciclos claramente definidos y está asociada a los patrones de vida de los seres humanos. La demanda más baja de estos dos sectores se da en la madrugada, cuando la mayoría de las personas se encuentran durmiendo, y en las primeras horas de la mañana se presenta un incremento mientras que las personas desayunan y se preparan para salir a trabajar o estudiar; hacia la media mañana la demanda vuelve a bajar para volver a incrementarse nuevamente al mediodía, cuando almuerzan. A media tarde la demanda disminuye ligeramente para luego volver a subir y alcanzar su punto más alto en la hora de la cena y en las actividades de ocio previas a la hora de acostarse.

Este comportamiento cíclico es común en todo el mundo, pero varía de país en país dependiendo de las características culturales y de las condiciones climáticas. En la **¡Error!** **No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta la demanda típica de un día de verano en Estados Unidos.

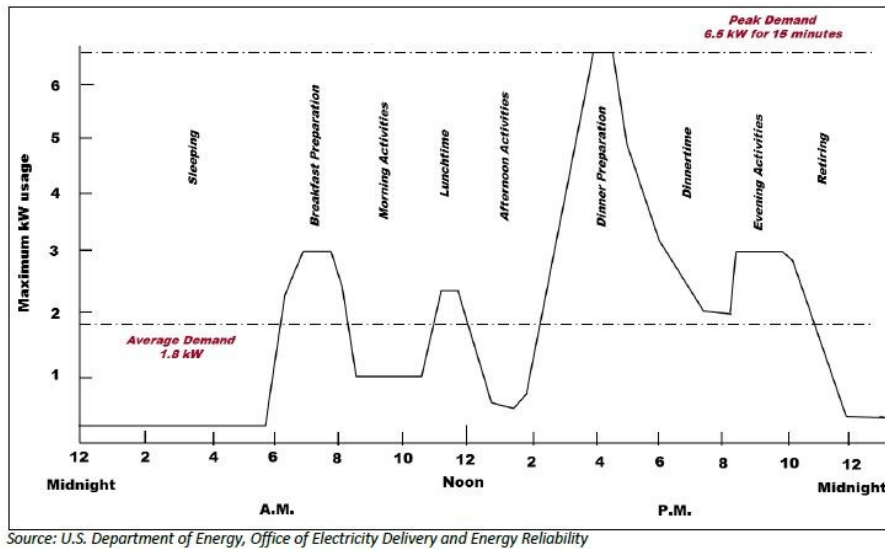


Figura 1. Comportamiento de la demanda en un día

Fuente: Office of Electricity Delivery and Energy Reliability (2015).

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra, a manera de ejemplo, una curva de demanda diaria con tres picos, uno en la mañana, otro hacia el mediodía y otro en la noche. El consumo de energía en dicha figura se puede clasificar en cuatro niveles: un consumo bajo que es constante durante las veinticuatro horas del día; un consumo medio que es constante entre las cuatro de la mañana y las once de la noche; un consumo alto que se presenta de manera irregular entre las cuatro de la mañana y las once de la noche, y un consumo muy alto concentrado entre las seis y las nueve de la noche.

El consumo bajo se conoce como base de la demanda porque es constante durante las veinticuatro horas, y el consumo medio es cercano a un consumo base porque es constante en la mayor parte del día. Los consumos alto y muy alto se conocen como picos (*peaks*) y se presentan en unas pocas horas del día. El consumo muy alto tiene una particularidad importante y es que determina el nivel máximo que debe proveer la oferta.

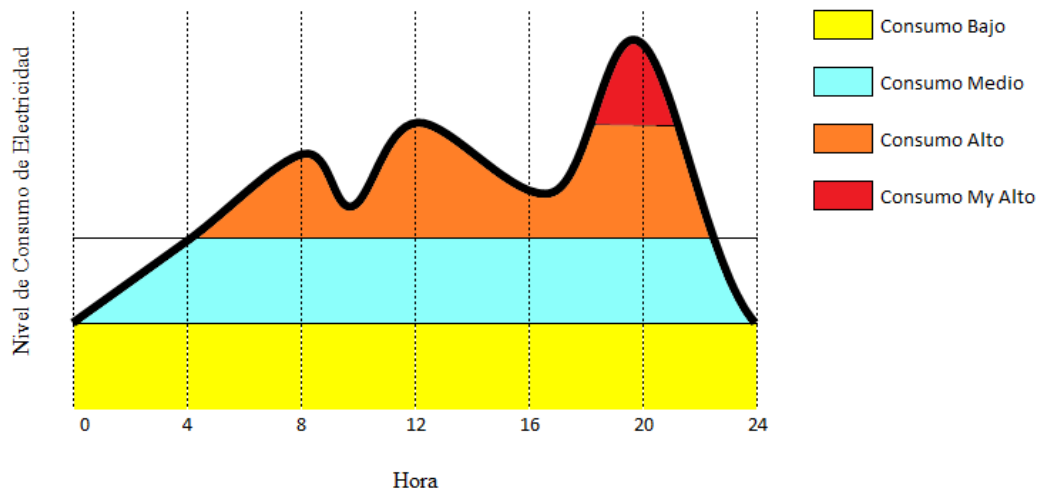


Figura 2. Curva de demanda diaria

Fuente: elaborada por el autor.

Estos niveles de consumo diario y la restricción tecnológica que obliga a que la demanda de energía eléctrica sea suministrada de manera instantánea, tienen implicaciones muy importantes desde el lado de la oferta, que serán discutidas más adelante, en este mismo capítulo.

Así como se presenta un ciclo diario también existe un ciclo anual, que es particularmente marcado en los países con estaciones, pues en el verano se suele disparar el consumo de energía eléctrica por la utilización de sistemas de aire acondicionado, mientras que en el invierno los sistemas de calefacción son normalmente a base de gas u otros combustibles fósiles.

Además de la variación intraanual en el consumo de energía, la demanda también presenta una variación interanual. Esta variación está directamente relacionada con la actividad económica de un país, de manera que mientras la economía del país crezca, el consumo de energía también lo hará.

2.5 Oferta de energía eléctrica

Como se indicó al comienzo de esta sección, la energía eléctrica que se produce en las centrales de generación es una energía secundaria que se obtiene a partir del efecto de inducción electromagnética, que es producido, a su vez, por un imán acoplado a una turbina que gira (energía mecánica) alrededor de un generador con núcleo generalmente hecho de cobre.

2.5.1 Fuentes de energía y tipos de centrales de generación

La energía mecánica que hace mover la turbina se puede obtener a partir de procesos térmicos o a partir del movimiento del agua o del viento, como es el caso de las centrales hidroeléctricas o los parques eólicos, respectivamente.

A nivel mundial, la mayoría de las plantas de generación utilizan vapor para hacer girar las turbinas y producir así el efecto de inducción electromagnética. El vapor se obtiene mediante la combustión de un combustible primario que puede ser carbón, gas o fueloil, por mencionar algunos.

Existen otros sistemas térmicos como las plantas nucleares que producen vapor gracias al intercambio de calor entre un recipiente con agua y un reactor, que es internamente calentado a partir de la fisión nuclear de átomos de uranio o plutonio.

Las tecnologías que usan como fuente primaria de energía un combustible fósil o un mineral agotable como el uranio se conocen como fuentes o tecnologías no renovables. Se denominan así porque los combustibles fósiles como el carbón o el petróleo tienen una cantidad limitada

en el planeta, o porque no pueden ser producidos por la naturaleza a una velocidad igual o superior a la que son consumidos.

Existen otras fuentes de energía que no se agotan como el viento, la radiación solar o el agua. Las tecnologías que producen energía eléctrica a partir de estas fuentes se conocen como tecnologías renovables.

2.5.2 Centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas se pueden diseñar para aprovechar la energía potencial, o la energía cinética del agua.

La energía potencial se logra transportando agua desde un punto alto en una montaña a un punto más bajo. La diferencia de altura entre el punto donde se toma el agua y el punto donde se genera la electricidad produce un potencial energético que es aprovechado haciendo girar una turbina que es golpeada por chorros de agua a alta presión.

Las centrales hidroeléctricas que utilizan la energía potencial del agua se construyen embalsando grandes volúmenes de agua que son posteriormente transportados a través de una turbina que transforma el caudal del río (volumen de agua por unidad de tiempo) en energía eléctrica.

Las centrales hidroeléctricas con embalse pueden almacenar enormes volúmenes de agua durante las temporadas de lluvia y liberarla para la generación de energía durante los periodos de sequía, o cuando el sistema así lo requiera.

Las centrales hidroeléctricas sin embalse se conocen en el medio como centrales a filo de agua y generan energía a partir del caudal instantáneo disponible en el río en que se encuentran ubicadas. En épocas de lluvia las centrales a filo de agua no pueden almacenar agua y tampoco pueden producir electricidad más allá de su capacidad instalada. En periodos de verano generan menos cantidad de energía que su capacidad instalada, e incluso pueden llegar a parar su operación por insuficiencia de agua.

2.5.3 Matriz energética

Las fuentes renovables (salvo la biomasa) son sitio-dependientes, su implementación solo se puede hacer en lugares que cumplan con ciertas condiciones geográficas y geológicas. Por ejemplo, en Colombia ha sido posible desarrollar numerosos proyectos hidroeléctricos gracias a la geografía escarpada de la región andina y a la abundancia del recurso hídrico en el país.

Las tecnologías de generación que emplean fuentes no renovables no dependen de condiciones geográficas particulares para su instalación, sin embargo, es económicamente más favorable para este tipo de centrales que estén ubicadas cerca de los sitios de explotación de los combustibles primarios, para minimizar así los costos de transporte del combustible.

La generación de energía eléctrica a partir de fuentes no renovables está siendo muy cuestionada en la actualidad debido a que los combustibles fósiles han contribuido de manera significativa en el calentamiento terrestre. Las plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles como carbón o fueloil además de generar gases de efecto invernadero son más costosas de operar que las plantas hidráulicas, porque el combustible (carbón o fueloil) debe ser comprado, mientras que el agua o el viento son “gratis”.

Por otro lado, es importante tener en cuenta que, si bien las tecnologías renovables son más amigables con el medioambiente, la gran mayoría de estas no le ofrecen firmeza al sistema eléctrico.

La firmeza es la capacidad que tiene una central de producir una cantidad de energía constante durante largos periodos de tiempo. Así, las centrales eólicas, por ejemplo, solo pueden generar energía cuando haya viento, y su nivel de generación depende de qué tan fuerte el viento sea. De igual manera, las plantas fotovoltaicas solo producen energía durante el día y su nivel de generación depende de la cantidad de radiación solar en un momento determinado.

En contraste con lo anterior, las centrales nucleares o térmicas pueden producir una cantidad de energía constante durante largos periodos de tiempo, teniendo como única limitante la continuidad en el suministro del combustible primario y las paradas requeridas para el mantenimiento de los equipos.

Las centrales hidroeléctricas pueden ofrecerle firmeza al sistema, particularmente aquellas que tienen embalse.

Los países procuran tener diferentes fuentes para la generación de energía eléctrica de manera que existan alternativas de generación cuando una fuente sea afectada por un determinado evento. Por ejemplo, el fenómeno de El Niño puede influir en la generación hidráulica, por lo que es deseable tener un respaldo de otras fuentes de energía eléctrica como las plantas térmicas. De igual manera, un desabastecimiento de gas o petróleo puede afectar la generación de plantas térmicas, por lo que se requiere tener otras fuentes de respaldo.

La combinación de diferentes fuentes de energía eléctrica para abastecer la demanda de un país se conoce en el medio como matriz energética.

2.5.4 Capacidad instalada que debe tener la oferta

Como se indicó en la sección de demanda, los niveles de consumo diario de energía eléctrica y la restricción tecnológica que obliga a que la demanda sea atendida de manera instantánea tienen implicaciones muy importantes desde el lado de la oferta.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede observar como el consumo aumenta desde la base hasta alcanzar el pico más alto a las ocho de la noche. El suministro de energía de la base se obtiene operando de manera constante un grupo de centrales; a medida que la demanda aumenta es necesario poner en operación otras centrales de generación, algunas de las cuales deben ser posteriormente apagadas debido a la caída de la demanda a la media mañana y a la media tarde, para ser nuevamente encendidas y lograr suministrar la máxima energía requerida por el sistema alrededor de las ocho de la noche.

Esta secuencia de encendido y apagado implica que algunas plantas trabajen la mayor parte del tiempo, mientras que otras —normalmente las más costosas de operar— solo lo hacen en algunas ocasiones. Las plantas que operan la mayor parte del tiempo son las que suministran la energía base, mientras que los incrementos en demanda (picos) son atendidos por plantas que pueden aumentar o disminuir rápidamente su capacidad de generación.

Es importante señalar que el sistema eléctrico es altamente sensible a fallas en las plantas de generación o en las líneas de transmisión, por lo que es necesario tener plantas de reserva que puedan entrar en operación de manera inmediata en caso de presentarse una eventualidad.

Debido a todo lo anterior, la capacidad del sistema eléctrico está determinada por la máxima demanda horaria y la generación de reserva, y no por el consumo promedio de la demanda como en otras industrias.

2.5.5 Costos y riesgos en la construcción y operación de los diferentes tipos de centrales

Cada tecnología tiene particularidades que determinan la vida útil de la central, la inversión inicial, las condiciones de operación, los costos de mantenimiento y, por supuesto, los ingresos.

Por lo general, las plantas con inversiones iniciales altas son las que menos costos variables de operación tienen (Chris, 2000).

Las centrales hidroeléctricas, por ejemplo, requieren importantes inversiones de capital y periodos de construcción largos (3 a 5 años), pero en promedio tienen costos de operación más bajos que las centrales térmicas a gas (Chris, 2000).

Las centrales hidroeléctricas tienen también una vida útil mucho mayor que cualquier otra tecnología, alcanzando incluso periodos de servicios que superan los 100 años, mientras que un parque eólico solo tiene una vida útil de alrededor de 25 años (IEA y NEA, 2010).

Los riesgos de construcción de una central hidroeléctrica son por lo general significativamente más altos que los riesgos de construcción de una central térmica, debido a que la primera es sitio dependiente y, por lo tanto, debe sortear condiciones geológicas y ambientales puntuales, mientras que la segunda puede ser localizada virtualmente en

cualquier parte, dejando de lado consideraciones sobre la cercanía a las fuentes de combustible y a las redes de transmisión.

Las condiciones de operación también difieren entre tecnologías, por ejemplo, no todas las plantas pueden aumentar o disminuir rápidamente su generación para atender los cambios súbitos de la demanda. Una planta nuclear requiere de varias horas o incluso de días para disminuir su generación, mientras que las plantas hidráulicas, particularmente las que cuentan con embalse, pueden aumentar o disminuir en unos pocos minutos su producción.

Las plantas térmicas, en especial las plantas de gas, también pueden responder rápidamente a cambios en la demanda, pero para hacerlo deben estar encendidas y en línea, lo cual es una restricción muy importante de esta tecnología porque los procesos de encendido y apagado en una central térmica son lentos y costosos debido al calentamiento de los equipos. Estos procesos de encendido y apagado se conocen en la industria como rampas.

Los riesgos de operación entre tecnologías son también muy diferentes, por ejemplo, las plantas térmicas están muy expuestas a los cambios en el precio de los combustibles y a fallas relativamente periódicas como consecuencia del estrés térmico que sufren los equipos. Por su parte, las centrales hidroeléctricas están actualmente experimentando mayores niveles de riesgo en su operación debido a movimientos en los regímenes hidrológicos como consecuencia del cambio climático.

2.6 Mercado de energía eléctrica

Como muchos otros bienes homogéneos (*commodities*) la electricidad se puede comercializar haciendo entrega física del producto o a través de instrumentos financieros derivados de ella.

En el mercado físico, los participantes entregan y reciben energía, mientras que en los mercados financieros se transan derivados que no implican ningún cambio en el despacho físico de las centrales.

Para dinamizar las transacciones entre productores y consumidores, en el mercado de energía eléctrica participa un agente transaccional conocido como comercializador. Las empresas comercializadoras compran energía a los generadores y la venden a los consumidores finales.

Las transacciones, por su parte, pueden ser de corto o largo plazo. En el negocio de energía eléctrica el corto plazo es un día de veinticuatro horas, y el largo plazo se entiende que son contratos de uno o más años.

2.6.1 Mercado de corto plazo o “spot”

El mercado de corto plazo o “spot” funciona como una bolsa donde los generadores ofertan su disponibilidad (horas a las que pueden generar) para el día siguiente, y la cantidad de energía que pueden producir en cada una de estas horas. Los compradores de energía, sean estos comercializadores, otros generadores o grandes consumidores, compran la que necesitan para satisfacer el consumo que han estimado para el siguiente día.

2.6.2 Mercado de largo plazo o contratos bilaterales

Debido a que la energía no se puede almacenar, y que el costo variable de generación depende del costo del combustible en el caso de las centrales térmicas, o de la disponibilidad de agua en las centrales hidráulicas, el precio “spot” de la energía eléctrica es muy volátil.

Para reducir el riesgo que implica la volatilidad del precio “spot” el mercado ofrece también contratos de energía de largo plazo. Estos son contratos financieros entre un comprador y vendedor y no afectan el despacho de las centrales. A nivel mundial, los contratos pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Contratos *forward* (a plazo): un vendedor y un comprador acuerdan un precio de acuerdo con las condiciones del mercado en el momento, pero la transacción y el pago se efectuarán en el futuro. De este modo, ambas partes se cubren para que su beneficio no se vea afectado por una variación del precio.
- Contratos de opción de compra: el comprador obtiene el derecho de la opción de comprar (no está obligado) una cantidad de energía hasta cierta potencia, a un precio prefijado de común acuerdo con el vendedor, para ello debe pagar un cargo fijo (prima), compre o no la energía. Este tipo de contratos permite a un comprador protegerse del incremento del precio “spot”.
- Contrato de opción de venta: es similar al anterior, pero desde la perspectiva del vendedor. Es decir, el vendedor adquiere el derecho de opción de venta a un cierto precio.
- Pague lo contratado (*take or pay*): el comprador se compromete a pagar toda la energía contratada a una determinada tarifa, independiente de que esta se consuma efectivamente. Si el comprador contrató una cantidad mayor que sus compromisos comerciales, la diferencia la vende en bolsa.

- Pague lo demandado: los contratos tipo pague lo demandado también tienen un precio fijo como pague lo contratado, pero están estructurados para que se ajusten a la demanda hasta un tope definido en el contrato.

2.6.3 Imperfecciones y restricciones del mercado de energía eléctrica

Debido a las características técnicas que se han mencionado, el mercado de energía eléctrica presenta muchas imperfecciones y restricciones que lo hacen muy particular.

En secciones anteriores se indicó que debido a que la electricidad no se puede almacenar, la demanda debe ser atendida de manera instantánea, lo cual genera ineficiencias en el sistema porque los mayores consumos de energía se producen en periodos relativamente cortos, y, en consecuencia, una parte importante del parque generador está inactivo por largas temporadas de tiempo.

Debido también a la incapacidad de almacenar energía eléctrica los consumidores no pueden comprar energía cuando esta es barata, consumir parte de ella y luego usar las reservas cuando los precios del mercado sean altos.

Los hogares, por su parte, no tienen capacidad de negociación frente a las grandes compañías de energía, no pueden ajustar su consumo de manera importante frente a cambios en el precio porque este se encuentra asociado a actividades esenciales como la preparación de alimentos y la iluminación de los hogares, y tampoco tienen acceso a un servicio sustituto.

Debido a todo lo anterior, la demanda de los hogares es inelástica frente a los cambios en el precio.

Una restricción del sistema que es imperceptible para el usuario final son las pérdidas de energía. Las pérdidas son las diferencias que se presentan entre la cantidad de energía producida en las centrales de generación y la cantidad de energía que efectivamente reciben los consumidores finales. Existen dos tipos de pérdidas que son: las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas se producen por la resistencia que oponen los cables conductores al paso de los electrones, y por las transformaciones de voltaje en las subestaciones y transformadores. Existen otro tipo de pérdidas no técnicas que se presentan por ineficiencias administrativas o por prácticas fraudulentas de los consumidores como conexiones ilegales.

Las pérdidas son una restricción que debe ser regulada para garantizar que aquellas que son gestionables puedan ser minimizadas por el agente responsable, y para que las que no son gestionables sean asumidas por todo el sistema.

Existen otras restricciones como las de tipo ambiental que están impulsando cambios muy importantes en la industria. Fuentes de generación como el carbón están siendo muy cuestionadas, a tal punto que muchos países están limitando su operación, o imponiendo impuestos que desincentiven su uso.

Como si todo lo anterior no fuera suficiente, dentro de la cadena productiva de la energía eléctrica solo el sector de generación puede funcionar bajo un esquema de competencia, debido a que los sectores de transmisión y distribución son industrias de redes que se comportan como monopolios naturales. Como consecuencia de esto, en Colombia, las

empresas de distribución y transmisión funcionan bajo un esquema de ingresos regulados que se calculan a partir de los costos en que incurre el agente para prestar el servicio.

Finalmente, la energía eléctrica es un servicio público y en muchos países la prestación eficiente de este servicio es responsabilidad del Estado.

Todas estas limitaciones técnicas, políticas, ambientales y de mercado hacen que la energía eléctrica sea un servicio altamente regulado, y a diferencia de otros sectores de la economía, el marco regulatorio es el que determina en mayor medida las condiciones de participación de los agentes y sus fuentes y niveles de ingresos.

2.6.4 Operación del sistema eléctrico

El nivel de complejidad técnica y las restricciones propias del mercado de energía eléctrica hacen necesaria la participación de un operador independiente del sistema. La función de este operador es garantizar la cobertura de la demanda bajo unos parámetros de costos, seguridad y confiabilidad.

La operación del sistema se debe realizar considerando la demanda de corto y largo plazo. A corto plazo el operador determina cuáles plantas deben ser encendidas, a qué potencia, a qué hora del día y durante cuánto tiempo. El operador debe también ajustar la operación del sistema cuando ocurran fallas en las plantas de generación o en las redes de transmisión, o en el caso que se presente la salida súbita de un consumidor importante como una fábrica.

Una vez prestado el servicio el operador se encarga de cobrar a los usuarios y de repartir el pago entre los diferentes agentes del mercado.

Para la planeación de largo plazo normalmente existe otra entidad diferente al operador que se encarga de que la oferta sea suficiente para atender el crecimiento de la demanda, y que existan los incentivos adecuados para que el servicio sea prestado de manera confiable, segura, amigable con el medioambiente y al menor precio posible.

2.7 Estructura institucional del mercado eléctrico colombiano

La Constitución Política de 1991 establece los principios básicos con que deben ser prestados los servicios públicos en Colombia, concretamente el artículo 365, que dice lo siguiente:

Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios (República de Colombia, 1991, art. 365).

A partir de los lineamientos establecidos en la Constitución Política de 1991 se desarrolló la reforma del sector eléctrico en el país mediante la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994, que establecieron la participación y los lineamientos del Estado colombiano en seis instancias: 1) dirección, 2) planeación, 3) regulación, 4) control y vigilancia, 5) operación y administración e 6) institucional. La figura 3 presenta la estructura institucional del mercado eléctrico colombiano. En dicha figura se puede observar que el Ministerio de Minas y Energía está encargado de la dirección del sector energético del país, y que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es una unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de

Minas y Energía, que tiene entre sus funciones la elaboración del Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del Sector Eléctrico.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es también una unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, creada para regular los monopolios e incentivar la competencia del sector eléctrico, entre otros procesos. La CREG, además, establece los mecanismos básicos de transacción de energía entre agentes y fija las fórmulas de la tarifa de venta de electricidad para los usuarios finales.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) es un organismo de carácter técnico que depende directamente de la presidencia de la República y tiene como su principal función la inspección, la vigilancia y el control de las entidades y empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

El Centro Nacional de Despacho (CND) es una entidad encargada de la planeación, la supervisión y el control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Como parte de sus funciones, prepara el despacho diario de generación y realiza la coordinación de los diferentes agentes que hacen parte del SIN.

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) es responsable del registro de fronteras comerciales y de los contratos de compraventa de energía de largo plazo (Power Purchase Agreement, o PPA por sus siglas en inglés), así como de la liquidación, la facturación, el cobro y pago de las diferentes transacciones que se hacen en la Bolsa de Energía. El Liquidador y Administrador de Cuentas de Cargo por Uso de las Redes del SIN

(LAC) es la entidad encargada de determinar el ingreso de los transportadores de energía. Actualmente, las funciones del CND, el ASIC y el LAC están a cargo de la empresa XM, filial de ISA.

Como soporte técnico a las anteriores entidades el mercado eléctrico colombiano cuenta con tres unidades consultivas que tienen entre sus funciones acordar los aspectos técnicos para garantizar la correcta operación y expansión del SIN.

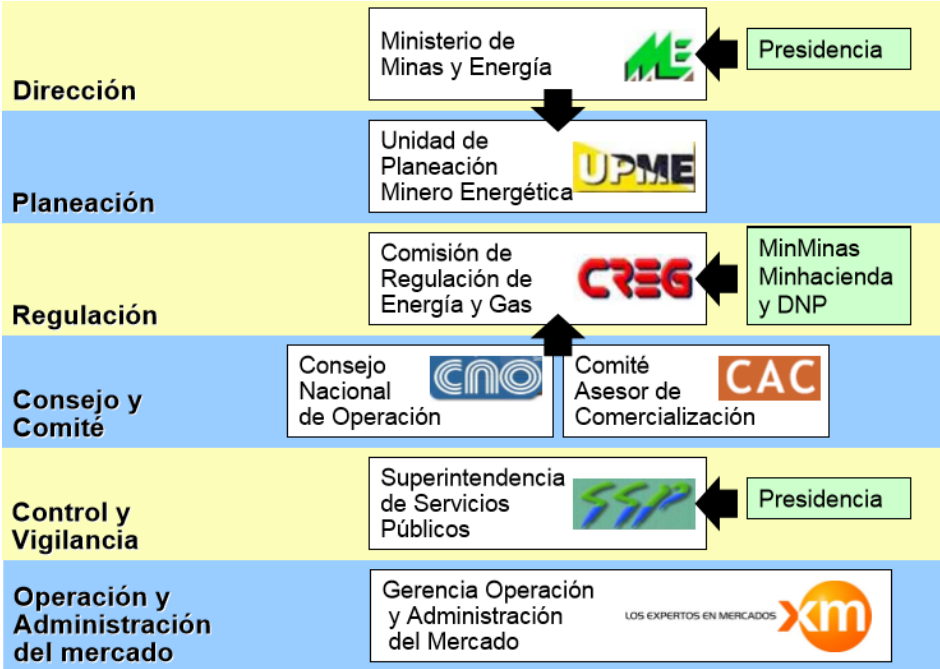


Figura 3. Estructura institucional del mercado eléctrico colombiano

Fuente: “El mercado de energía mayorista y su administración” (s. f.).

2.8 Principales características del mercado de energía eléctrica en Colombia

Las leyes 142 y 143 de 1994 prohibieron la integración vertical en la prestación del servicio público de energía eléctrica en Colombia. Como consecuencia de esto, después de la emisión de estas leyes la legislación no permite que una sola empresa preste de manera integrada las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Como excepción, la

regulación permite que la actividad de comercialización se haga de manera combinada con la distribución o con la generación.

Teniendo en cuenta lo anterior, se consideran excluyentes las siguientes actividades: generación y transmisión, generación y distribución, transmisión y distribución y transmisión y comercialización.

De igual manera, las leyes 142 y 143 de 1994 clasificaron a los usuarios en dos tipos, usuarios regulados y usuarios no regulados. Los usuarios no regulados son los grandes consumidores de energía eléctrica que pueden negociar libremente con los comercializadores las tarifas y condiciones del servicio. Los usuarios regulados son el resto de los consumidores para los cuales las tarifas están definidas por la CREG (Departamento Nacional de Planeación, 2004).

Con el propósito de que el mercado se desarrollara en condiciones de libre competencia, la Ley 143 de 1994 creó el Mercado de Energía Mayorista (MEM), el cual, de acuerdo con esta ley, se define como “el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en el que generadores y comercializadores venden y compran energía y potencia en el Sistema Interconectado Nacional, con sujeción al reglamento de operación” (República de Colombia, 1994, art. 11).

En el mercado mayorista los generadores pueden vender su energía de dos maneras: a comercializadores o directamente a los usuarios no regulados mediante la suscripción de contratos bilaterales de largo plazo en los que no existen restricciones en el precio, o a los comercializadores mediante una subasta diaria en la Bolsa de Energía bajo un esquema de precios regulados.

Los comercializadores, por su parte, venden la energía a los usuarios finales regulados y no regulados, existiendo para los primeros una tarifa definida por la CREG (Espinasa *et al.*, 2017).

Además de los usuarios regulados y no regulados, en el mercado colombiano existen dos usuarios adicionales: el alumbrado público y las exportaciones de electricidad a Ecuador y Venezuela. En el caso del alumbrado público se puede negociar la tarifa de energía, pero no se considera como un usuario no regulado.

Para la venta de energía a Ecuador y Venezuela se designa un único comercializador por país y la tarifa se negocia libremente, pero teniendo en cuenta los acuerdos establecidos con cada país.

Dentro de las reglas de operación del sistema se ha establecido que las plantas de generación pueden ser despachadas o no centralmente. XM define estos tipos de plantas así:

- Planta despachada centralmente: son las plantas de generación con capacidad instalada mayor o igual a 20 MW. Estas centrales eléctricas tienen acceso al despacho central y participan en el MEM.
- Planta no despachada centralmente: son las plantas de generación con capacidad instalada menor a 20 MW. Estas centrales eléctricas tienen la opción de tener acceso al despacho central si su capacidad instalada se encuentra entre 10 MW y 20 MW.

Los generadores para plantas despachadas centralmente pueden vender su energía en la bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente a usuarios no regulados. De acuerdo con la Resolución CREG 039 de 2001, las plantas no despachadas centralmente pueden vender su energía de las siguientes formas: 1) directamente sin convocatoria pública a una comercializadora que atienda mercado regulado. El precio sería igual al precio de bolsa menos un peso moneda legal por kWh indexado, 2) venderla por medio de una convocatoria pública a un comercializador que atienda mercado regulado y 3) venderla a un precio libremente pactado a generadores o comercializadores que atiendan exclusivamente usuarios no regulados (Espinasa *et al.*, 2017).

2.8.1 Estructura tarifaria

La tarifa de energía eléctrica para los usuarios finales se calcula en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) a partir de la fórmula de costo unitario (CU) definida y regulada por la CREG. En el caso del consumo residencial la tarifa está estratificada de modo que a los estratos 1, 2 y 3 se les descuenta un subsidio al CU, el estrato 4 paga exactamente el CU, y los estratos 5 y 6 pagan una contribución adicional del 20% (González, 2012).

El costo unitario incorpora todos los costos en que debe incurrir el sistema para que el usuario final reciba el servicio. El valor de la factura que paga el usuario final es el resultado de multiplicar los kWh consumidos por el costo unitario (CU) de cada kilovatio. En la Tabla 1 se presentan los componentes del CU.

La fórmula del CU se define así:

Fórmula 1.

$$CU = G + T + D + C + PR + R$$

Tabla 1. Tarifa servicio de energía-componentes CU

Componente	Explicación
Generación (G)	<p>Corresponde al costo de compra de energía por parte del comercializador. Como el comercializador compra energía en contratos bilaterales y en bolsa, el precio final que pagan los usuarios no regulados resulta de una combinación entre el precio de los contratos bilaterales y los precios en bolsa.</p> <p>Para el caso de los consumidores no regulados el valor de G corresponde al precio pactado entre el consumidor no regulado y el comercializador o el generador.</p> <p>La componente G se considera como no regulado</p>
Transmisión (T)	<p>Corresponde al costo de transportar la energía a niveles de tensión mayores a 230 mil voltios o 230 kV desde los sitios donde se genera la electricidad hasta las subestaciones donde el nivel de tensión es bajado para ser posteriormente distribuido.</p> <p>La transmisión es un cargo regulado y su valor se estima valorando los activos a precios de reposición a nuevo con una rentabilidad (WACC) definida por la CREG</p>
Distribución (D)	<p>Es el costo de transportar energía desde las subestaciones a donde llega la transmisión hasta el usuario final. La distribución se realiza a niveles de tensión entre 115 kV y 13,2 kV.</p> <p>La distribución es un cargo regulado cuyo valor para el usuario final depende de la zona geográfica y el nivel de tensión al cual recibe la energía</p>
Tarifa por Comercialización (C)	<p>Es el cargo cobrado por el comercializador por la presentación su servicio.</p> <p>Para los usuarios no regulados la tarifa de comercialización se negocia libremente con el comercializador. Para los consumidores regulados el valor de C es regulado y está asociado a la recuperación de los costos que le representa al comercializador la infraestructura que utiliza para la prestación del servicio.</p>
Pérdidas (PR)	<p>Corresponde a las pérdidas de la energía técnicas y no técnicas como el robo de energía. Este concepto también incluye el costo de los programas para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas</p>
Restricciones (R)	<p>Esta variable reconoce los sobrecostos que se presentan en el sistema como consecuencia de los despachos de energía asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad</p>

Fuente: elaboración propia.

En la

Tabla 2 se presenta como ejemplo el desglose del CU en 2010 para varias empresas comercializadoras. Los valores mostrados en dicha tabla corresponden a los costos máximos aplicables en la tarifa al nivel de tensión 1 cuando se alimenta desde redes aéreas del nivel de tensión 2. Los valores no incluyen ni la contribución del 20% que se aplica al sector residencial en los estratos 5 y 6 ni los subsidios para los estratos 1 y 2.

También se observan dos características importantes del mercado de energía eléctrica de Colombia: más del 70% del CU lo constituyen los componentes de generación (G) y distribución (D), y el sistema eléctrico colombiano es uninodal, debido a que todos los usuarios del país pagan el mismo costo de transmisión (T) a pesar de que las regiones más alejadas de las centrales de generación, y con mayores restricciones técnicas, representan un mayor costo para el sistema que los centros de consumo cercanos a las fuentes de generación.

Tabla 2. Costos máximos regulados al nivel de tensión 1 conectado a redes aéreas de nivel de tensión 2 en diciembre de 2010

Empresa	Costos en COP\$/ kWh							Costos con respecto a CUy promedio (COP\$ 334/kWh)						
	G	T	D	C	PR	R	Cuv	G	T	D	C	PR	R	Cuv
ELECTRICARIBE (Atlántico)	115	21	112	41	23	8	321	35%	6%	34%	12%	7%	2%	96%
ELECTRICARIBE (Caribe)	115	21	174	35	14	8	367	35%	6%	52%	11%	4%	2%	110%
EPM unificado Antioquia	123	21	112	39	21	7	323	37%	6%	34%	12%	6%	2%	97%
CODENSA Bogotá	119	21	101	32	15	7	294	36%	6%	30%	9%	5%	2%	88%
EMCALI Cali	136	21	81	28	27	7	300	41%	6%	24%	8%	8%	2%	90%
EPSA VALLE	116	21	166	53	23	7	386	35%	6%	50%	16%	7%	2%	116%
ESSA Santander	117	21	157	38	23	8	364	35%	6%	47%	11%	7%	2%	109%
CENS N Santander	117	21	111	46	23	7	325	35%	6%	33%	14%	7%	2%	97%
CHEC Caldas	106	21	176	50	22	7	382	32%	6%	53%	15%	6%	2%	115%
ENERTOLIMA Tolima	126	21	148	44	21	4	365	38%	6%	44%	13%	6%	1%	109%
EEC Cundinamarca	121	21	204	96	24	7	473	36%	6%	61%	29%	7%	2%	142%
EMSA Meta	126	21	119	40	25	7	339	38%	6%	36%	12%	8%	2%	102%
ELECTROHUILA Huila	125	21	168	57	25	7	403	37%	6%	50%	17%	7%	2%	121%
EBSA Boyacá	118	21	212	78	16	8	453	35%	6%	64%	23%	5%	2%	136%
CEDELCA Nariño	119	21	132	90	24	10	396	36%	6%	39%	27%	7%	3%	119%
EDEQ Quindío	122	21	171	49	24	7	396	37%	6%	51%	15%	7%	2%	119%
ENERCA Casanare	101	21	175	43	21	9	370	30%	6%	52%	13%	6%	3%	111%
Promedio ponderado	120	21	124	41	20	7	334	36%	6%	37%	12%	6%	2%	100%

G: costo de generación.
T: costo de transmisión.
D: costo de distribución.
C: costo de comercialización.
PR: costo de pérdidas.
R: costo de restricciones.
Cuv: costo unitario variable de prestación del servicio de energía eléctrica.

Fuente: elaboración propia, a partir de la consulta en línea de los costos máximos aplicables del sistema único de información de servicios públicos (SUI). (Superintendencia de Servicios Públicos, 2013)

Fuente: Trillos (2012).

2.8.2 Precio de bolsa

A partir de las leyes 142 y 143 de 1994, el mercado colombiano adoptó un modelo de remuneración a costo marginal, lo cual implica que todos los generadores venden bajo las mismas condiciones de precio (precio marginal del sistema). Bajo este esquema, cada

generador debe remitir diariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) una única oferta de precio a la Bolsa de Energía para las veinticuatro horas. El generador, adicionalmente, debe declarar la máxima cantidad de potencia neta que puede suministrar al sistema durante el intervalo de tiempo determinado.

Las ofertas recibidas de todos los generadores son organizadas de manera creciente por el CND (operador del sistema) hasta alcanzar a cubrir la demanda esperada. De esta manera, el precio marginal del sistema corresponde al precio del último recurso de generación con el cual se alcanza a cubrir la demanda (CAF y Vicepresidencia de Infraestructura, 2006). La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presenta la formación del precio de bolsa o “spot” a partir de las declaraciones de precio y disponibilidad de los generadores, así como de la demanda proyectada.

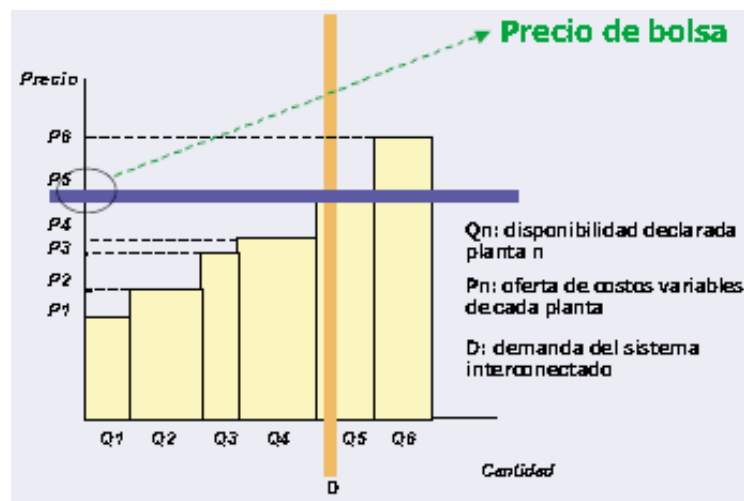


Figura 4. Mercado “spot” Colombia-Formación precio de bolsa

Fuente: CAF y Vicepresidencia de Infraestructura (2006).

Esta organización de precios y cantidades de energía se denomina despacho ideal. Se califica como ideal porque el despacho construido únicamente con las ofertas de los generadores y la

demanda total esperada no tiene en consideración una serie de restricciones técnicas y económicas que presenta el sistema. Por ejemplo, en un despacho ideal se asume que la demanda en cualquier parte del sistema puede ser atendida por cualquier generador, lo cual no es cierto porque, como se explicó en secciones anteriores, la electricidad viaja siguiendo las propiedades de la física.

Teniendo en cuenta lo anterior, el CND, una vez establecido el despacho ideal, debe hacer una serie de ajustes que tengan en cuenta las diferentes restricciones y condiciones operativas que puede tener el sistema el día del despacho, resultando en una reasignación de los recursos de generación que se denomina despacho programado.

Durante la operación del sistema se pueden presentar cambios en el despacho programado debido a fallas técnicas, variaciones importantes en la demanda y otros factores. La energía efectivamente generada por cada planta el día de operación corresponde al despacho real. La diferencia entre el despacho ideal y el despacho real obliga a hacer una reconciliación que puede ser positiva o negativa, según se trate de generadores desplazados del despacho real por un generador cuyo precio de oferta era superior, o generadores que desplazaron a otros generadores con precios de oferta inferiores.

Son muchas las restricciones y consideraciones que se deben hacer en el momento de realizar la reasignación de recursos para determinar el despacho real, entre ellas están las indisponibilidades por falla de equipos, las indisponibilidades por mantenimiento y las rampas de encendido y apagado de las centrales térmicas, entre otras. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra la operación del sistema desde la presentación de las ofertas de los generadores hasta la liquidación.

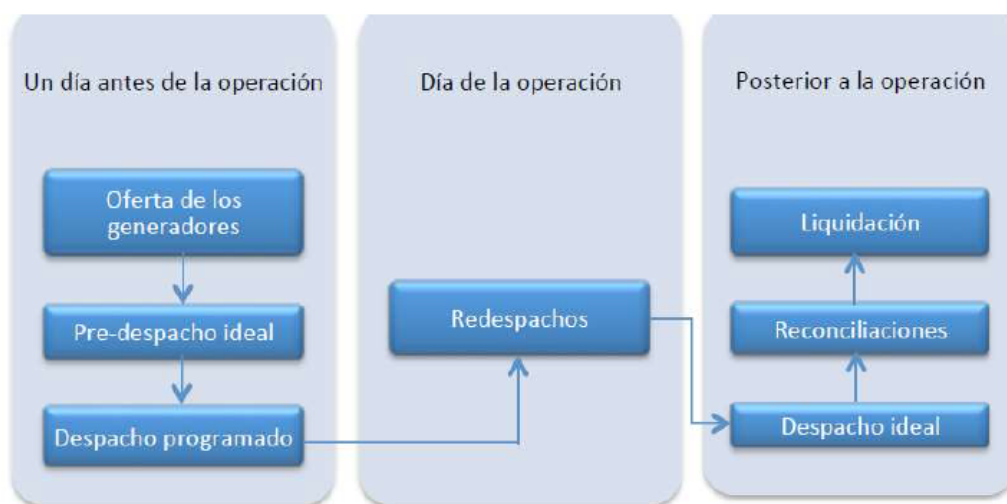


Figura 5. Operación del sistema. Oferta de generadores, despacho programado, redespachos y liquidación

Fuente: BID *et al.* (2016).

De acuerdo con lo establecido en la regulación actual, el precio de bolsa o “spot” tiene un techo o precio máximo que se denomina precio de escasez, que es un valor definido por la CREG, actualizado mensualmente y determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme (OEF), también constituye el precio máximo al que se remunera esta energía (BID *et al.*, 2016). El concepto de OEF se explica más adelante en la sección Cargo por Confiabilidad (sección 2.8.4).

El mercado tiene igualmente un precio mínimo para las ofertas de energía, tanto para la subasta diaria como para las ventas en contratos, que corresponde a la suma de varios cargos fijos. El más importante de estos cargos es el Costo Equivalente Real de Energía (CERE), que permite a los generadores recaudar el valor correspondiente al Cargo por Confiabilidad, los otros cargos son aportes a la Ley 99 de 1993 (ambiental), el costo del servicio de regulación

secundaria de frecuencia (AGC) y la contribución al Fondo de Aportes a las Zonas no Interconectadas (FAZNI).

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se pueden observar el comportamiento del precio en la bolsa y los contratos entre enero de 2020 y julio de 2021.

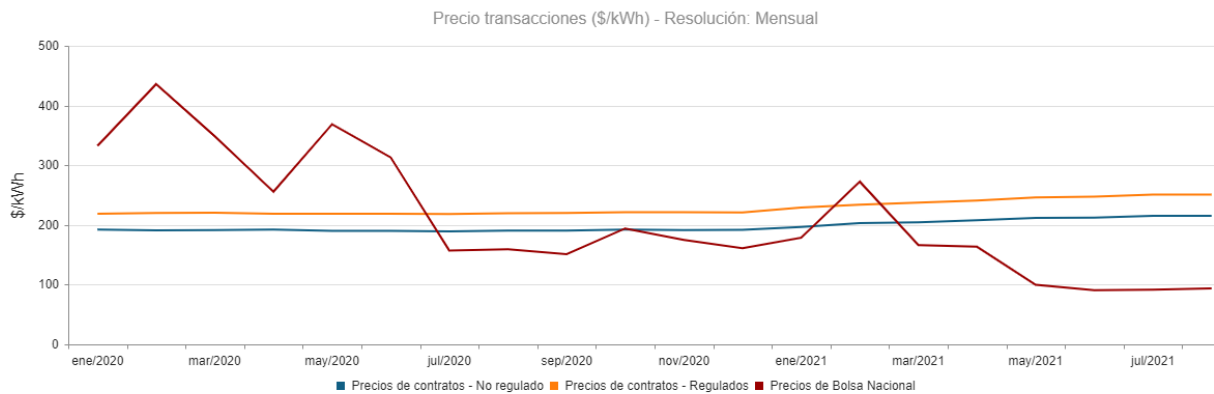


Figura 6. Precio energía mercado “spot” y contratos enero de 2020 a julio de 2021

Fuente: Transacciones (s. f.).

2.8.3 Contratos bilaterales

Debido a la alta volatilidad del precio de la energía en bolsa, los comercializadores y generadores optan por suscribir contratos bilaterales. Los contratos deben ser registrados ante el ASIC antes de la operación del sistema.

Cada contrato debe especificar el precio, la cantidad de energía tranzada en MWh, el mercado que se desea atender (regulado o no regulado) y las condiciones particulares que puedan tener.

XM clasifica los contratos del mercado colombiano de acuerdo con su asignación (precio y cantidad) así: contratos con cantidades y precios fijos, contratos con cantidades fijas a precios

variables, contratos con cantidades variables a precios fijos y contratos con cantidades y precios variables.

Adicionalmente, los contratos se pueden clasificar dependiendo del tipo de mercado, es decir, si son o no regulados, y de acuerdo con el tipo de despacho, esto es, si son contratos pague lo contratado (PC) o contratos pague lo demandado (PD).

En el año 2019 se transaron 73,931.36 GWh de energía anual en contratos de largo plazo, de los cuales 40,567.09 GWh-año fueron contratos para la demanda del mercado regulado (el 54.87% del total transado) y 33,364.26 GWh-año para la demanda del mercado no regulado.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra la energía transada en 2019 en contratos de largo plazo por tipo de mercado y asignación (“Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado”, 2019).

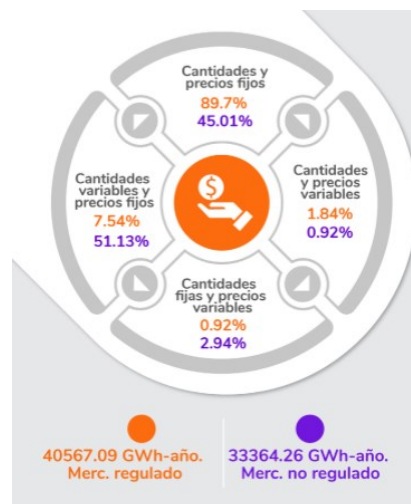


Figura 7. Energía transada en 2019 en contratos de largo plazo por tipo de mercado y asignación

Fuente: “Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado” (2019).

Los contratos de largo plazo (PPA) en Colombia son en su gran mayoría de muy corto plazo (menos de un año), aunque últimamente se han empezado a firmar contratos de hasta 10 años, lo cual es más cercano a lo que sucede en los mercados de energía más maduros del mundo.

En la

se presenta la duración de los contratos de largo plazo por año de solicitud.

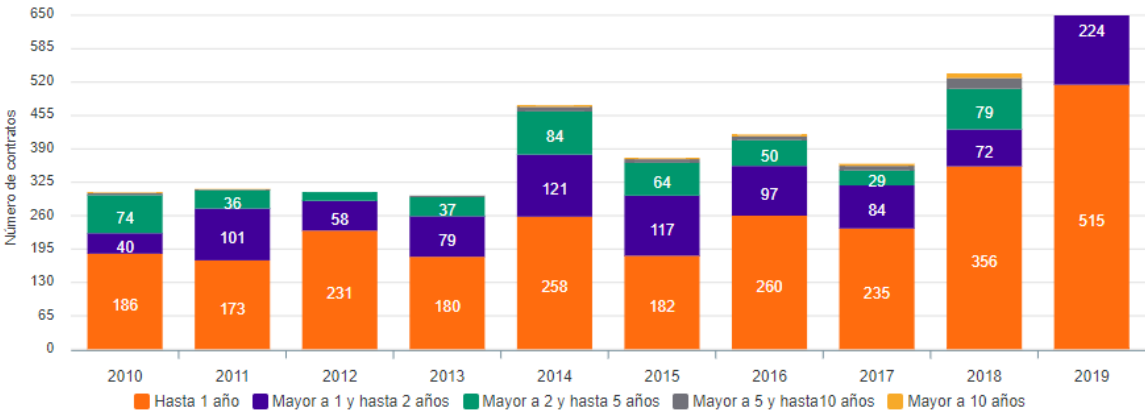


Figura 8. Duración de los contratos de largo plazo por año de solicitud

Fuente: “Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado” (2019).

Es importante aclarar que en Colombia los contratos de largo plazo entre agentes son financieros y, por lo tanto, no intervienen en la formación del precio de bolsa ni en el despacho de las plantas. Así, cuando un generador tiene un contrato de largo plazo y sus plantas salen despachadas, es decir, generan electricidad, la ASIC hace un balance de la energía contratada, el generador cubre sus compromisos y se le remunera al precio contratado. La ganancia o pérdida del generador depende de sus costos de producción. Por otro lado, cuando las plantas del generador no salen despachadas, este debe comprar la energía al precio de bolsa para honrar sus compromisos en el contrato de largo plazo. Si el precio de bolsa está por encima del valor contratado, la pérdida la asume el generador. También existe la

posibilidad de hacer transacciones de energía entre generadores a precios negociados, diferentes al precio de bolsa.

Como consecuencia de lo anterior, los precios ofertados por los generadores no se ven afectados por la ubicación de las plantas o por las restricciones que pueda presentar el sistema.

2.8.4 Cargo por Confiabilidad (CxC)

Debido a la alta dependencia de Colombia en la hidroelectricidad, eventos climáticos como el fenómeno de El Niño pueden generar un desabastecimiento del servicio de energía eléctrica. Por esto la CREG diseñó, en el año 2006, el denominado Cargo por Confiabilidad (CxC), el cual es un mecanismo para incentivar el crecimiento de la capacidad instalada y, particularmente, para garantizar la firmeza del sistema aun en condiciones de sequía.

El CxC es un instrumento del tipo “call”, mediante el cual los generadores están obligados a producir energía firme en situaciones de sequía y venderla al precio de escasez. Esta obligación se denomina Obligación de Energía Firme (OEF).

Por su parte, la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) se define como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año. El precio de escasez se activa cuando el precio de bolsa supera un valor límite establecido por la CREG.

El CxC se asigna mediante un proceso de subasta en el cual los generadores deben ofertar un precio y declarar una cantidad de energía firme. En la subasta pueden participar centrales existentes, existentes con obras, especiales o GPPS,² o nuevas.

La asignación para las plantas existentes es de tan solo un año, para las plantas existentes con obras es hasta de 5 años, para las plantas GPPS hasta 10 años, y para las plantas nuevas la asignación es hasta de 20 años.

A los generadores que ganan la subasta se les adjudica una Obligación de Energía Firme (OEF) por la que reciben una remuneración fija en dólares durante el periodo de asignación.

Como contraprestación a esta remuneración fija, los generadores con asignación de OEF se comprometen a suministrar una determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez.

La remuneración del CxC se hace en dólares bajo la premisa que las plantas nuevas deben importar equipos, o hacer préstamos en moneda extranjera, y el pago en dólares de dicho cargo cubre parcialmente el riesgo de depreciación del peso durante la operación de la central.

2.9 Demanda de energía eléctrica en Colombia

Como se puede observar en la

² Las plantas GPPS son aquellas con periodos de construcción superiores al periodo de planeación de las obligaciones de energía firme que se subastan en el año t pero inferiores o iguales a 10 años.

Tabla 3 el 69% de la demanda de energía en Colombia proviene del sector regulado y el restante 31% proviene del sector no regulado (“Informe de operación del SIN y administración del mercado”, 2017).

La demanda de energía en Colombia ha aumentado en un 37% entre el año 2005 y el año 2017, registrándose periodos de alto crecimiento entre los años de 2005 y 2007 y los años 2014 y 2015. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presenta el crecimiento de la demanda en Colombia.

Tabla 3. Demanda de energía por tipos de mercado

Tabla 2. Demanda de energía por tipos de mercados - GWh				
	2016	2017	Crecimiento	Participación
Regulado	45,110	45,787	1.9%	69%
No Regulado	20,856	20,760	0%	31%
<i>Agropecuario, silvicultura, caza y pesca</i>	598.8	631.3	6.0%	3.0%
<i>Comercio, reparación, restaurantes y hoteles</i>	1,363.7	1,349.0	-0.7%	6.5%
<i>Construcción</i>	1,271.8	1,254.7	-1.0%	6.0%
<i>Electricidad, gas de ciudad y agua</i>	435.6	365.8	-15.8%	1.8%
<i>Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas</i>	1,080.1	1,085.0	1.0%	5.2%
<i>Explotación de minas y canteras</i>	4,682.6	4,769.1	2.1%	23.0%
<i>Industrias manufactureras</i>	9,348.1	9,181.7	-1.3%	44.2%
<i>Servicios sociales, comunales y personales</i>	1,711.6	1,731.4	1.6%	8.3%
<i>Transporte, almacenamiento y comunicación</i>	363.8	391.7	8.2%	1.9%

Fuente: “Informe de operación del SIN y administración del mercado” (2017).

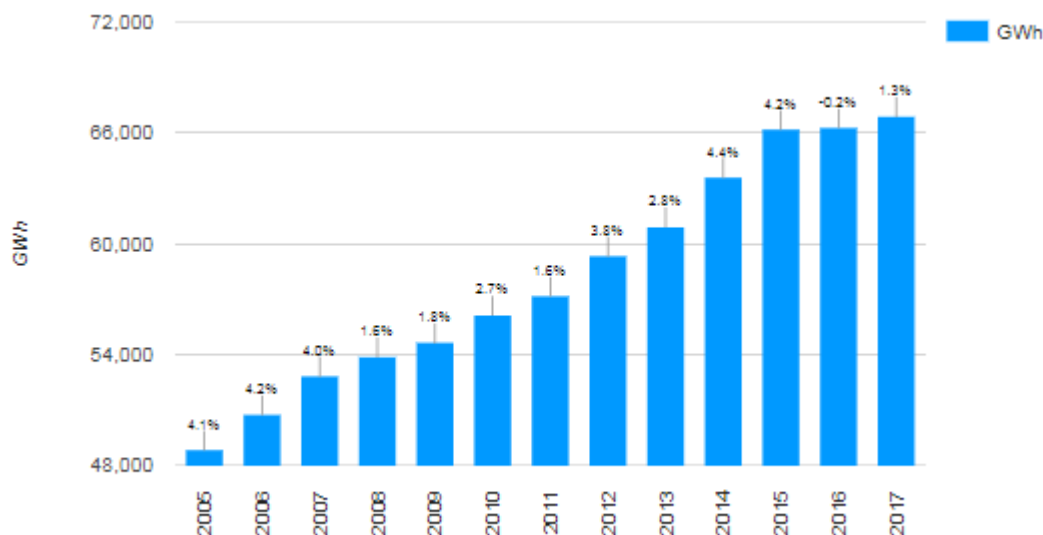


Figura 9. Comportamiento de la demanda anual en Colombia GWh

Fuente: “Informe de operación del SIN y administración del mercado” (2017).

2.10 Oferta de energía eléctrica en Colombia

Actualmente, Colombia cuenta con una capacidad instalada de 16,779 MW (“Informe de operación del SIN y administración del mercado”, 2017), 70% de la cual corresponde a centrales hidroeléctricas, 29% a centrales térmicas y el 1% restante a otras tecnologías como la biomasa, eólica, y solar.

En el año 2017 el consumo de energía total del país fue de 66,667.01 GWh (XM, 2017), 86% de los cuales fueron generados por centrales hidroeléctricas y 13% por centrales con combustibles fósiles.

De los 66,667.01 GWh consumidos en el país en 2017, 68% fue generado por tres empresas: Empresas Públicas de Medellín E.S.P. con 23.16%, Isagen S.A. E.S.P. con 22.92% y Emgesa S.A. E.S.P. con 22.25%.

2.11 Ingresos de los generadores en Colombia

La estructuración de incentivos o fórmulas de compensación del servicio de generación no es una tarea fácil. Por ejemplo, las plantas que operan con poca regularidad o que simplemente le garantizan firmeza al sistema no serían económicamente viables en un esquema de remuneración en el que el generador solo puede cobrar únicamente por la energía generada y a un precio fijo por KWh. Se requiere entonces que el mercado cuente con una diferenciación tarifaria u otros mecanismos de compensación que les permita a las plantas recobrar los costos de inversión (costos fijos), los costos de operación (*projects*) y, obviamente, obtener algún nivel de utilidad.

Los generadores, dependiendo de la regulación de cada país, pueden tener varias fuentes de ingreso. En Colombia, estas son: venta de energía en contratos de largo plazo (PPA), venta de energía en bolsa (mercado “spot”), ingresos por Cargo por Confiabilidad (ENFIC), prestación de servicios complementarios y Venta de Certificados Reducción de Carbono (CER).

2.11.1 Contratos de venta de energía de largo plazo (PPA)

En la figura 10 se presentan los conceptos más importantes que se comercializan a través del ASIC (“Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado”, 2019), y en ella se puede observar que los contratos son la operación más grande del mercado de energía colombiano, seguidos por las compras en bolsa y el CxC.

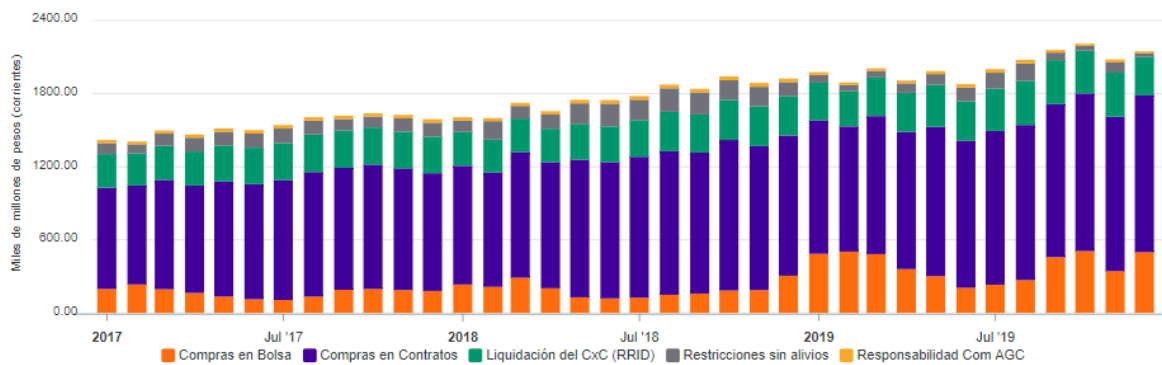


Figura 10. Principales conceptos transados en el ASIC, año 2019

Fuente: “Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado” (2019).

Como se indicó en secciones anteriores, los contratos PPA funcionan como un instrumento de cobertura que les permite a los comercializadores, o a los consumidores no regulados, comprar energía eléctrica a un precio fijo durante un determinado plazo.

En el caso de los generadores, los PPA ofrecen ingresos predecibles y relativamente garantizados durante un plazo establecido. Debido a lo anterior, la mayoría de los ingresos de los generadores en Colombia provienen de los PPA.

2.11.2 Venta de energía en bolsa (mercado “spot”)

La venta de energía en bolsa es el segundo concepto más tranzado en el mercado de energía colombiano (figura 10), y, en consecuencia, es en promedio la segunda fuente de ingresos de los generadores.

Como se indicó antes, los PPA ofrecen ingresos predecibles, lo cual es deseable desde el punto financiero. Sin embargo, el mercado “spot” les permite a los generadores vender energía excedentaria o comprar energía para cumplir sus compromisos en contratos cuando su generación es insuficiente en algún momento en particular.

El mercado “spot” puede convertirse en algunos momentos en el ingreso más importante de un generador, particularmente en periodos con hidrologías bajas donde el precio en bolsa puede aumentar considerablemente. Sin embargo, los generadores tienden a preferir ingresos moderados pero predecibles y poca de su generación se destina únicamente a ser transada en bolsa.

2.11.3 Ingresos del Cargo por Confiabilidad (ENFIC)

Como se indicó antes, el Cargo por Confiabilidad (ENFIC) remunera la disponibilidad de energía firme y se asigna mediante subastas realizadas por el Gobierno nacional. Las subastas no tienen una periodicidad definida, sino que se programan cuando las proyecciones de demanda de energía pronostican periodos deficitarios de energía firme.

A la fecha se han realizado tres subastas de energía firme. La primera en mayo de 2008 para asignar las OEF del periodo comprendido entre diciembre de 2012 y noviembre de 2013. En esta primera subasta el CxC tuvo un precio de cierre de 13.99 USD/MWh. La segunda subasta se realizó en diciembre de 2011 para asignar las OEF del periodo comprendido entre diciembre de 2015 y noviembre de 2016, y el precio de cierre fue de 15.7 USD/MWh. La tercera y última subasta hasta la fecha se realizó en marzo de 2019 para asignar las OEF del

periodo comprendido entre diciembre de 2022 y noviembre de 2023, el precio de cierre fue de 15.1 USD/MWh.

2.11.4 Prestación de servicios complementarios

Los servicios complementarios son servicios adicionales que pueden prestar algunas plantas al sistema para garantizar la continuidad y calidad del servicio. El operador del sistema los utiliza para cumplir con los siguientes objetivos esenciales de confiabilidad (Rodríguez, 2010):

- Balance permanente entre generación y demanda.
- Control constante de la frecuencia y el voltaje.
- Seguridad del sistema de transmisión.
- Respuesta a fallas inesperadas, contingencias y emergencias.

En Colombia, el Código de Redes clasifica como servicios complementarios el control de frecuencia, el control de voltaje y el arranque autónomo (*black start*). No obstante, el control de frecuencia es el único servicio complementario que tiene una compensación económica y se asigna con reglas de mercado (Palacios, 2017).

Dicho control es conocido como Control Automático de Generación (Automatic Generation Control, AGC) y es prestado para mantener el balance entre la generación y la demanda de energía con el fin de sostener la frecuencia en un rango establecido.

El servicio de AGC no lo puede prestar cualquier tipo de central, ya que requiere que la planta aumente o disminuya rápidamente carga, esta maniobra la realizan con mayor facilidad las plantas hidroeléctricas con embalse o centrales térmicas a gas.

2.11.5 Venta de Certificados de Reducción de Emisiones de Carbono (CER)

Con el propósito de disminuir la generación de gases efecto invernadero (GEI), la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático creó un mecanismo para la compra y venta de certificados de reducción de emisiones de carbono conocidos en inglés como Certified Emission Reduction (CER).

Un CER se obtiene a través de un proyecto considerado por la Organización de las Naciones Unidas como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), y esto se logra cuando la energía eléctrica que genera produce menos GEI que cuando la misma cantidad de energía es producida por otro tipo de tecnologías, como la generación termoelectrica.

Dependiendo de sus características, un proyecto hidroeléctrico puede aplicar ante las Naciones Unidas para ser considerado como MDL.

Una vez obtenida la certificación por parte de las Naciones Unidas, e iniciada la operación comercial, los proyectos MDL deben contratar una Entidad Operacional Designada para que periódicamente verifique que la central ha operado de acuerdo con lo establecido por las Naciones Unidas para proyectos MDL.

Cumplido el proceso de verificación, la Organización de las Naciones Unidas emite el número de CER con base en la generación del periodo de verificación.

Los CER pueden ser tranzados en diferentes mercados de bonos de carbono a nivel internacional.

2.12 Egresos de los generadores

En el caso de proyectos de generación los costos en que incurren los desarrolladores se pueden clasificar, en una primera instancia, como costos preoperativos y costos durante la operación.

Los costos preoperativos, como su nombre lo indica, son aquellos en los que incurre el inversionista antes de la entrada en operación de la central, y corresponden a los estudios, los diseños, el licenciamiento y la construcción de la central. Estos costos se consideran inversiones capitalizables o CAPEX (Capital Expenditure) y son objeto de depreciación durante la operación de la central.

Los costos durante la operación u OPEX (Operational Expenditure) corresponden a los gastos en que incurre la empresa para operar la central, y entre ellos se destacan el combustible, el pago de personal, el mantenimiento de los equipos y los costos de ley.

2.12.1 Capital Expenditure (CAPEX)

Como se indicó en secciones anteriores, el desarrollo y la construcción de centrales hidroeléctricas requiere grandes inversiones de capital. En la etapa de desarrollo las

inversiones se destinan a estudios que permiten establecer la viabilidad del proyecto y a los diseños de ingeniería que servirán posteriormente para su construcción. En la etapa de construcción las inversiones se destinan a la compra de predios y servidumbres, la construcción de las obras civiles, la compra y el montaje de equipos electromecánicos, el gerenciamiento e interventoría de las actividades de construcción, los gastos administrativos como seguros, seguridad física, transporte, entre otros, los gastos asociados a la gestión ambiental, y un valor de contingencia en caso de que se presenten imprevistos durante la construcción.

Las centrales hidroeléctricas son sitio-dependientes, es decir, que su diseño depende de las condiciones físicas del área donde se van a construir. Debido a esto, el CAPEX de construcción varía de manera importante, así como la distribución porcentual de los conceptos que lo componen. Dos centrales a filo de agua con capacidad instalada y energía media similar pueden contar con obras sustancialmente diferentes. Por ejemplo, una primera central es construida en una zona montañosa sin vías de acceso ni redes de transmisión cercanas para la conexión de la planta. La central toma un caudal pequeño en la parte alta de una montaña, el agua es transportada por túneles a una casa de máquinas ubicada varios kilómetros aguas abajo de la captación. En la casa de máquinas la energía potencial que se genera por la diferencia de niveles entre la captación y la casa de máquinas es transformada en energía eléctrica. Una segunda central es construida en un cañón estrecho de un río caudaloso, con buenas vías de acceso, y una red de transmisión cerca la central. En este caso se construye una pequeña presa que a su vez funciona como casa de máquinas, porque en el interior de ella se instalan las turbinas. En esta segunda central no se construyen túneles ni vías de acceso o líneas de conexión al sistema de transmisión, se capta un caudal mucho mayor que en el

primer caso y la energía eléctrica se produce transformando la energía cinética del agua que transporta el río.

2.12.2 Estimación de CAPEX para proyectos hidroeléctricos

Los conceptos que componen el CAPEX de un proyecto hidroeléctrico son muy variados y hacen parte de diferentes etapas de ejecución del proyecto. En la tabla 4 se muestran los rangos de costos de construcción por kilovatio instalado a nivel mundial para grandes y pequeñas centrales, mientras que en la tabla 5 se presentan porcentualmente los rangos de los costos de los principales conceptos que componen el CAPEX de construcción.

Como se puede observar en esas dos tablas, los rangos de valores de CAPEX son muy amplios, debido, por un lado, a las condiciones de sitio-dependencia de las centrales hidroeléctricas que se mencionaron anteriormente, y también a las grandes diferencias que se presentan en los costos de construcción entre países, como lo ilustra la figura 11.

A pesar del grado de dispersión en los valores mostrados en las tablas 4 y 5 y en la figura 11, el 50% de las plantas tienen un rango de costo entre 1,600 USD/kW y 3,500 USD/kW, siendo generalmente las plantas con mayores costos unitarios aquellas que se encuentran en sitios de difícil acceso y con obras civiles de alta complejidad (IFC, 2017).

Tabla 4. Costos de construcción por kilovatio instalado a nivel mundial para grandes y pequeñas centrales

Table 1-1 provides a rough idea of typical HPP costs, even though HPP costs are site-specific and can vary widely. Most large greenfield projects range from US\$1000/kW to US\$3500/kW. Small HPPs have higher investment costs—US\$1300/kW to US\$8000/kW.

Technology	Installed costs (US\$/kW)	Operations and maintenance costs (%/year of installed costs)	Capacity factor (%)	Levelized cost of electricity (LCOE) (2010 US\$/kWh)
Large hydro	1,050–7,650	2–2.5	25 to 90	0.02–0.19
Small hydro	1,300–8,000	1–4	20 to 95	0.02–0.27
Refurbishment/upgrade	500–1,000	1–6		0.01–0.05

Fuente: IFC (2017).

Tabla 5. Rangos de costos principales como porcentaje del CAPEX de construcción

	Min	Median	Average	Max	Coefficient of variation
Project development	3.0	7.5	9.2	17.2	0.50
Civil works	33.2	55.2	54.3	76.5	0.21
E&M equipment	14.9	29.2	30.3	56.6	0.40
Other	0.1	1.2	1.3	2.3	0.53
Contingencies*	5.4	9.8	9.1	12.6	0.27

Fuente: IFC (2017).

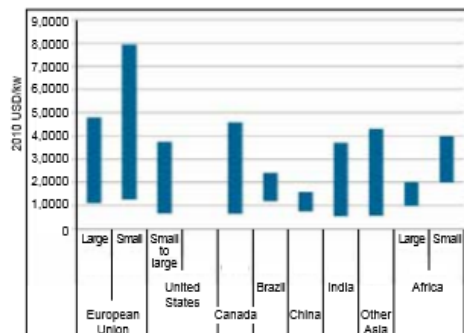


Figura 11. Rango de costos de CAPEX por países

Fuente: IFC (2017).

En la tabla 6 se presenta un resumen de los principales conceptos de CAPEX.

Tabla 6. Principales componentes del CAPEX

Table 13-2: Main CAPEX groups and sub-items	
Main Item	Sub-item
Project development / Engineering / Environmental and social costs	Design documentation
	Engineering
	Supervision
	Administration
	Environmental studies and mitigation costs
	Social studies and mitigation costs
	Resettlement action plan and costs
	Permits and licenses
Civil works	Mobilization/demobilization
	Access roads
	Diversion works
	Intake
	Headrace and waterways
	Forebay
	Surge tank
	Spillway
	Penstock
	Dam
	Powerhouse
	Digging of riverbeds/tailrace
	Fishpass
E&M equipment	Turbine
	Governor
	Valves
	Controller
	Generator
	Hydraulic steel structures
Other equipment / construction	Accommodation camp/bungalows
	Dredging equipment
	Other
Grid connection	Switchyard
	Transmission lines
	Other grid connection
Contingencies	Contingencies for the various sub-items

Fuente: IFC (2017).

En figuras anteriores se pueden observar otras características de las plantas hidroeléctricas que es importante considerar.

Por un lado, las plantas más pequeñas tienden a tener un costo unitario de instalación mayor debido a que algunos costos fijos no varían mucho con relación a la capacidad instalada de la central. Esto es especialmente cierto en las etapas de estudios y diseños, donde, por ejemplo, un estudio de factibilidad de un proyecto grande puede ser del orden del 1% al 2% del costo total de la inversión, mientras que en un proyecto pequeño puede ser hasta del 5% (IFC, 2017).

Por otro lado, dentro de los componentes del CAPEX las obras civiles en las centrales hidroeléctricas son porcentualmente mayores que otros conceptos, seguido de cerca por el valor de los equipos electromecánicos. Esta última característica de las centrales hidroeléctricas es muy importante tenerla en cuenta en el ámbito colombiano porque la mayoría de los equipos electromecánicos son importados y la tasa de cambio toma un papel más importante en el cierre financiero del proyecto cuando el valor de los equipos se acerca más al valor de las obras civiles.

2.12.3 CAPEX de sostenimiento

Al comienzo de esta sección se indicó que los costos preoperativos son los que conforman el CAPEX, sin embargo, durante la operación de la central es normal que se hagan inversiones de CAPEX para reemplazar o repotenciar los equipos y las obras civiles. Estas inversiones son mucho menores que las inversiones iniciales, pero se deben estimar e incluir en el flujo de fondos del modelo.

2.12.4 Operating Expenditures (OPEX)

Como se indicó anteriormente, en general las plantas más costosas de construir son las más económicas de operar. Las plantas que utilizan combustibles fósiles son particularmente costosas de operar porque se debe comprar el combustible y porque los equipos están sometidos a un constante estrés térmico que hace que el mantenimiento sea más complejo. Las centrales hidroeléctricas, por su parte, presentan los menores costos de operación de todas las tecnologías. En la figura 12 se presentan los costos de operación por KWh por tipo de tecnología de generación.

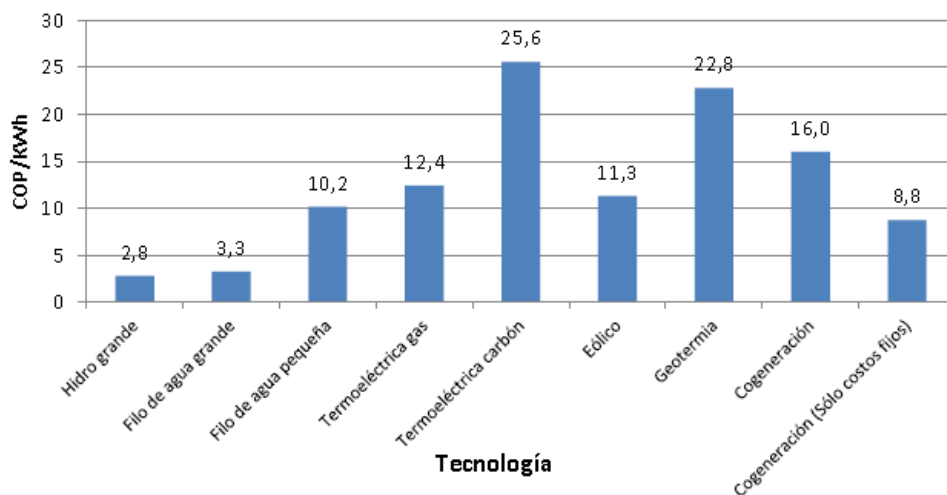


Figura 12. Costos de operación por KWh por tecnología de generación

Fuente: García *et al.* (2013).

El OPEX de una central hidroeléctrica depende de varios factores, como la capacidad y el tipo de central, la ubicación geográfica y las rutas de acceso al centro productivo, la concentración o dispersión espacial de las estructuras que componen la central, el tipo de tecnología de los equipos instalados, el marco regulatorio del sector eléctrico de cada país, las decisiones propias del generador frente al modelo y la frecuencia del mantenimiento, entre otros.

Para efectos de control y análisis es recomendable subdividir el OPEX por tipos de costos. En este estudio, se hace así: costos de administración, operación y mantenimiento (AOM), costos de ley y de operación del sistema, cargos por conexión, gastos financieros, impuestos locales y otros costos.

Es importante aclarar que contablemente el concepto de depreciación de obras y equipos se considera como un gasto operativo. Sin embargo, como la depreciación no implica una salida real de efectivo, en este documento no se considera como un concepto de OPEX.

Más adelante se explicará el tratamiento que se le da a la depreciación en la modelación financiera de proyectos.

2.12.5 Costos AOM

Los AOM son los costos más visibles en la operación de una central. En la tabla 7 se resumen los principales conceptos que los componen.

Tabla 7. Conceptos de costo de operación y mantenimiento AOM

Concepto	Observaciones
Salarios personal técnico y administrativo	Este es uno de los mayores costos en que se incurre en la operación y mantenimiento de una central. Su magnitud depende de muchas condiciones y de decisiones propias del generador. Debido a que muchas centrales en el país se encuentran en sitios de difícil acceso, los generadores prefieren tener una planta de personal completa en el sitio las veinticuatro horas, para atender cualquier eventualidad que se presente en la operación de la central
Consumibles	Dentro de los consumibles más comunes se encuentran aceites, pinturas, cables, luminarias, tornillería y accesorios para tubería, herramientas, pegantes, elementos de aseo y cafetería, entre muchos otros. Dependiendo de las políticas de activos de cada empresa algunos repuestos y equipos se pueden considerar consumibles, mientras que los repuestos de equipos mayores que superen cierto valor se consideran activos y son objeto de depreciación
Subcontratos	La operación de las centrales hidroeléctricas, particularmente aquellas ubicadas en sitios de difícil acceso, requiere múltiples servicios que normalmente se contratan con terceros. Dentro de los principales contratos

	<p>se encuentran vigilancia, transporte, alimentación y aseo, manejo de residuos sólidos, alquiler de equipos, servicios de consultoría o ingeniería, ensayos de laboratorio, entre muchos otros.</p> <p>En Colombia, la mayoría de las centrales tienen personal técnico de planta que realiza el mantenimiento electromecánico. Sin embargo, esta condición ha estado cambiando y muchas empresas han optado por tercerizar completamente el mantenimiento electromecánico, disminuyendo así el personal de planta en la central</p>
Telecomunicaciones y servicios públicos	Para la operación de las centrales se requieren servicios de telecomunicaciones con múltiples respaldos, así como otros servicios públicos como agua y electricidad
Plan de Manejo Ambiental durante operación	El Plan de Manejo Ambiental durante operación se establece en la licencia ambiental del proyecto. Este es un concepto que cada vez es más relevante en los costos de operación y mantenimiento, y puedo incluir actividades costosas y técnicamente complejas
Seguros	Para la operación de las centrales es necesario obtener varios tipos de seguro, dentro de los que se destacan el seguro de propiedad, planta y equipo, que protege a los generadores en caso de falla de algún equipo. Normalmente, este seguro se acompaña de una cobertura de lucro cesante, la cual es requerida porque cuando se presenta la falla de un equipo pueden transcurrir semanas, o incluso meses, mientras se repara o compra un nuevo equipo

Fuente: elaboración propia.

2.12.5.1 Costos de ley

Los costos de ley y operación del sistema son aquellos en los que se incurre por participar en el mercado de energía, y varían en cada país. Los costos de ley en Colombia se presentan en la tabla 8.

Tabla 8. Costos de ley y operación del sistema en Colombia

Concepto	Observaciones
Devolución del Costo Equivalente Real de la Energía (CERE)	<p>De acuerdo con la Resolución CREG 239 de 2015 las plantas de generación no despachadas centralmente (PNDC) deben devolver un porcentaje determinado del valor del Costo Equivalente Real de la Energía (CERE), según su capacidad de pronosticar su generación en un mes.</p> <p>La resolución permite que cada generador escoja semestralmente el grupo de participación de las plantas no despachadas centralmente en el Cargo por Confiabilidad al que quiera pertenecer. Cada grupo se caracteriza por una frecuencia máxima de sobrepaso del umbral de desviación y un porcentaje de devolución del CERE</p>

Ley 99 de 1993. Transferencias a Corporaciones Autónomas Regionales y municipios	De acuerdo con esta ley, las empresas generadoras de energía eléctrica cuya potencia nominal instalada supere 10 MW deben transferir el 6% de las ventas brutas de energía por generación propia de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la CREG. La tarifa de venta en bloque está establecida en la Resolución CREG 60 de 1995 y es incrementada anualmente, utilizando un índice igual a la meta de inflación establecida para cada vigencia
Ley 143 de 1994. Servicios de regulación (CREG y SSPD)	De acuerdo con la Ley 143 de 1994, los costos del servicio de regulación deben ser pagados por todas las entidades objeto de regulación. Esta ley también establece que la contribución de cada entidad no puede ser superior al 1% del valor de sus gastos de funcionamiento, excluyendo los gastos operativos, compras de electricidad, compras de combustible, y peajes, en caso de que aplique, de acuerdo con los estados financieros del año anterior presentados por la entidad ante la SSPD y la CREG
Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas. FAZNI	El FAZNI fue creado a partir de la Ley 633 de 2000 (artículo 81) y renovado hasta el 31 de diciembre del 2021 por la Ley 1715 de 2014. De acuerdo con estas leyes, los generadores deben contribuir con 1 peso del año 2000 por cada kWh despachado en la Bolsa de Energía
Resolución CREG 174 de 2013. Servicios del CND, el ASIC y el LAC	De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 174 de 2013, los generadores, comercializadores, transmisores y distribuidores del Sistema Interconectado Nacional (SIN), deberán pagar los servicios regulados prestados en el SIN, por el Centro Nacional de Despacho (CND), el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, (ASIC) y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC)

Fuente: elaboración propia.

2.12.5.2 Cargos por conexión

Dependiendo del tipo de conexión el generador debe pagar por el uso de redes de transmisión o subestaciones de terceros.

2.12.5.3 Gastos financieros

Dentro de los gastos financieros se destaca el impuesto a las transacciones financieras 4×1000 .

2.12.5.4 Impuestos locales

Dentro de los impuestos locales se destacan el impuesto predial y el impuesto de Industria y Comercio. En la tabla 9 se presentan los principales impuestos locales que debe pagar el generador durante la etapa de operación.

Tabla 9. Impuestos plantas hidroeléctricas en la etapa de operación

Concepto	Observaciones
Impuesto de Industria y Comercio	De acuerdo con el artículo 7 de la Ley 56 de septiembre de 1981, las entidades propietarias pagarán a los municipios los impuestos, las tasas, los gravámenes o contribuciones de carácter municipal diferentes del impuesto predial, únicamente a partir del momento en que las obras entren en operación o funcionamiento. Para las entidades propietarias de obras para generación de energía eléctrica, se definió que este impuesto está limitado a cinco pesos anuales (\$5,00) por cada kilovatio instalado en la respectiva central generadora
Ley 56 de 1981. Impuesto predial y compensación	De acuerdo con el artículo 4 de la Ley 56 de septiembre de 1981, las empresas generadoras deberán reconocer a los municipios los siguientes conceptos: <ul style="list-style-type: none">• Una suma de dinero que compense el impuesto predial que dejen de percibir por los inmuebles adquiridos. La liquidación de este concepto se debe hacer a una tasa igual al 150% de la que corresponde al impuesto predial vigente• El impuesto predial que corresponda a los edificios y a las viviendas permanentes de su propiedad, sin incluir las presas, estaciones generadoras u otras obras públicas ni sus equipos
Ley 633 de 2000. Gravamen a los impuestos financieros	De acuerdo con la Ley 633 de 2000 todas las transacciones financieras están gravadas con una tarifa del 4×1000 sobre el valor de la transacción

Fuente: elaboración propia.

2.12.5.5 Otros costos

En esta categoría se incluyen otros conceptos de costo como los gastos asociados al Clean Development Mechanism (MDL).

2.12.5.6 Estimación de OPEX para proyectos hidroeléctricos

Para la modelación financiera de proyectos de generación lo ideal es estimar el OPEX calculando cada uno de los conceptos indicados en los numerales anteriores. Otra alternativa para estimar el OPEX es utilizar un valor anual por kilovatio instalado (USD/kW) a partir de los registros de plantas existentes del generador o con referencias internacionales.

Cuando se utilizan referencias internacionales el OPEX varía mucho entre países debido a las diferencias en los costos de mano de obra, por lo que es usual que el OPEX se calcule como un porcentaje del CAPEX. Lo anterior permite incluir en la estimación del OPEX variables asociadas al costo de la mano de obra local, el tamaño de la central y la concentración o dispersión espacial de las estructuras que componen la central. Por ejemplo, la International Energy Association (IEA) utiliza un 2.2% del CAPEX para las grandes centrales hidroeléctricas y un valor entre 2.2% y 3.0% para pequeñas centrales hidroeléctricas (IFC, 2017).

2.13 Esquema tradicional de desarrollo de centrales hidroeléctricas en Colombia

El desarrollo de un proyecto hidroeléctrico es una tarea compleja que puede durar varias décadas y que requiere inversiones iniciales a riesgo. Tradicionalmente, se tienen establecidas las siguientes etapas: identificación, estudio de prefactibilidad, estudio de factibilidad, licenciamiento ambiental, diseño de detalle y contratación de los trabajos.

2.13.1 Etapa de identificación

A partir de información secundaria (mapas, imágenes satelitales, etc., realizados por terceros) se estudia una zona relativamente extensa que cuente con condiciones hidrológicas,

geográficas y geotécnicas adecuadas para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos. En esta etapa no se realizan inversiones importantes ni en tiempo ni en dinero.

2.13.2 Etapa de prefactibilidad

Una vez identificada un área con potencial para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos se lleva a cabo un estudio de prefactibilidad. En esta segunda etapa se incorporan al análisis otras variables como restricciones ambientales, facilidades de acceso y conexión al SIN, entre otros.

Una vez complementada la información se hace una primera revisión técnico-económica para seleccionar los proyectos o las alternativas de desarrollo con mayor potencial. La inversión de capital en esta etapa es mayor que en la etapa de identificación, pero no es significativa comparada con las inversiones de etapas posteriores.

2.13.3 Etapa de factibilidad

En esta etapa se levanta información primaria que permita corroborar aspectos que se asumieron en la etapa de prefactibilidad. Una vez incorporada la nueva información se hace un análisis de las alternativas definidas en la etapa anterior y se escoge la alternativa con mejores indicadores técnicos, económicos, sociales y ambientales.

La inversión en capital en esta etapa empieza a ser importante porque es necesario recopilar información de campo y profundizar más en los análisis.

2.13.4 Diseño de detalle y licenciamiento ambiental

El desarrollo de estas dos etapas se hace de manera paralela hasta cierto punto, ya que para realizar el trámite de licenciamiento ambiental se requiere tener un diseño avanzado de las obras y definiciones sobre las condiciones de operación de la central.

La inversión en esta etapa es significativa y solo se lleva a cabo si los indicadores financieros del proyecto son los suficientemente atractivos.

2.13.5 Contratación de los trabajos

En el esquema tradicional la contratación de los trabajos solo se lleva a cabo una vez se ha obtenido la licencia ambiental y se cuenta con los diseños detallados del proyecto.

Los contratos de construcción de las obras civiles normalmente se confeccionan bajo la modalidad de precios unitarios. Esta modalidad ha sido ampliamente implementada y se ajusta bien a la incertidumbre de actividades como la excavación de obras subterráneas.

La compra e instalación de los equipos electromecánicos normalmente se distribuye entre varios contratistas, principalmente con el objetivo de obtener los menores precios que pueda ofrecer el mercado.

Bajo este este esquema se puede obtener una aproximación sobre el valor final del proyecto, siempre y cuando los diseños estén debidamente desarrollados y no se presenten situaciones

imprevistas como condiciones geológicas adversas o eventos sociopolíticos que no son extraños en Colombia.

2.13.6 Esquema tradicional de financiamiento y ejecución de los trabajos

Los proyectos hidroeléctricos en Colombia tradicionalmente han sido desarrollados por empresas existentes del sector que utilizan los activos de otras centrales de generación como colateral en la financiación del nuevo proyecto.

Debido a las enormes inversiones de capital, a los riesgos asociados a los proyectos hidroeléctricos y a que se contaba con el Estado como último garante de la deuda, los grandes proyectos hidroeléctricos de los años ochenta fueron mayoritariamente financiados por entidades multilaterales como el Banco Mundial (BM) o el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Con la emisión de las leyes 142 y 143 de 1994 se permitió la participación de capital privado en el sector de energía colombiano. La financiación de los grandes proyectos hidroeléctricos en esta nueva etapa de capital privado ha sido bastante diferente que la financiación de los proyectos “públicos” de los años ochenta. Por ejemplo, los proyectos Quimbo de Emgesa y Sogamoso de Isagen, desarrollados en la segunda década del siglo XXI, emplearon mecanismos de financiamiento diferentes como la emisión de bonos y la adquisición de deuda con bancos comerciales nacionales. No obstante, estas generadoras, al igual que otras empresas que adelantaron proyectos en esta misma época, ejecutaron los proyectos dentro del

balance de las compañías, utilizando como garantía de los créditos los activos de generación existentes.

2.13.7 Sobrecostos y retrasos en el esquema tradicional de desarrollo de proyectos hidroeléctricos

Los proyectos hidroeléctricos, principalmente los grandes proyectos con embalse, se han caracterizado por tener sobrecostos y retrasos importantes. De acuerdo con un estudio realizado por el World Bank (Bacon *et al.*, 1996), en los proyectos hidroeléctricos desarrollados entre 1965 y 1986 el sobrecosto promedio fue de 27% del presupuesto inicial, mientras que el retraso promedio fue de un 28% del plazo inicialmente definido. Otros autores (Sovacool *et al.*, 2014) llegan a conclusiones aún más alarmantes encontrando en los proyectos hidroeléctricos analizados que el 77% de ellos presentaron sobrecostos y el valor de estos sobrecostos fue del 70% (figura 13). Benjamin K. Sovacool, Alex Gilbert y Daniel Nugent encuentran además que, entre las diferentes tecnologías para la producción de energía, las plantas nucleares y las hidroeléctricas presentan sobrecostos y retrasos mucho más significativos que otras tecnologías como la solar o la eólica (Sovacool *et al.*, 2014).

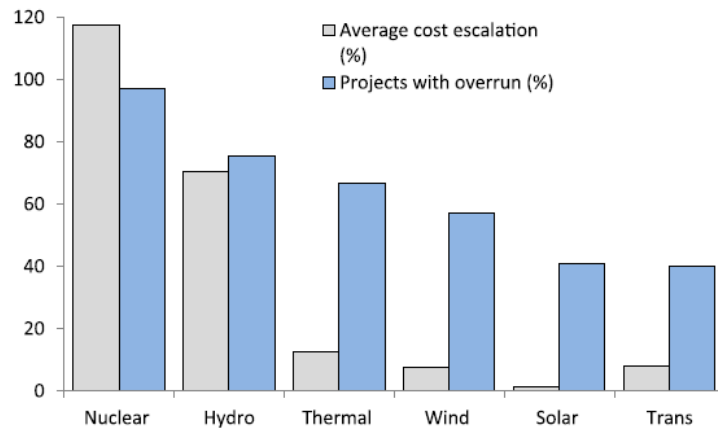


Figura 13. Frecuencia y magnitud de sobrecostos por tipo de tecnología de generación

Fuente: Sovacool *et al.* (2014).

Debido a su perfil de riesgo y a la elevada inversión en capital, los proyectos hidroeléctricos han sido desarrollados en su mayor parte por entidades públicas. Sin embargo, los cambios estructurales que ha sufrido el sector de la energía eléctrica, pasando de un esquema de propiedad estatal a una participación del capital privado cada vez mayor, han incentivado en los últimos años el desarrollo de proyectos con fondos totalmente privados y la ejecución de muchos otros más bajo esquemas mixtos donde el Estado provee ciertas garantías sobre los proyectos, o participa como socio y asume algunos riesgos durante su construcción.

2.14 Desarrollo de proyectos hidroeléctricos bajo esquemas Project Finance

Los inversionistas privados que estén interesados en construir proyectos hidroeléctricos se enfrentan a múltiples riesgos que van desde condiciones geotécnicas adversas hasta manifestaciones y rechazo de los proyectos por parte de las comunidades. Si estos riesgos se materializan es muy probable que aumente el costo y tiempo de ejecución de los proyectos.

Cuando un proyecto presenta sobrecostos y está siendo desarrollado dentro del balance de una empresa, se genera un impacto negativo para toda la empresa y, en casos extremos, puede llevar a la quiebra al generador.

Debido a lo anterior, se han venido implementado, desde hace varios años, mecanismos alternativos como el Project Finance para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, y en general para la construcción de proyectos de infraestructura y energía.

El esquema de Project Finance permite a los generadores desarrollar proyectos sin comprometer los activos de generación que ya poseen. En este esquema el único colateral de la deuda son los activos mismos del proyecto, los cuales deben generar un flujo de caja positivo suficiente para cubrir el pago de la deuda, el costo de operación de la central y generar una utilidad para el promotor del proyecto.

El propósito del Project Finance es funcionar como un método de financiamiento que no genere recurso contra el promotor, de manera que no tenga que reflejar la deuda en su balance general.

Para que un proyecto sea “banqueable” en un esquema de Project Finance se deben cumplir generalmente tres requerimientos (Finnerty, 2013):

- Un acuerdo por las partes para completar el proyecto y poner a disposición del proyecto todos los fondos necesarios hasta su entrada en operación.

- Un acuerdo para asegurar que en el momento de iniciar la operación del centro productivo este genere fondos suficientes para cubrir sus gastos de operación y el pago de la deuda, incluso si el proyecto no funciona debido a un evento de fuerza mayor o por otra razón.
- Garantías en caso de que se presente una interrupción en la operación y se requieran fondos para restaurar la operación del proyecto.

Para satisfacer el primer requerimiento se han utilizado los contratos de tipo Engineering, Procurement and Construction (EPC) a suma global fija. En los contratos EPC a suma fija el contratista recibe un pago fijo a cambio de entregar en una fecha específica un proyecto que ha sido diseñado y construido siguiendo unas especificaciones generales y unos requisitos de desempeño garantizados. Este tipo de contratos se estructuran de manera que el contratista asuma todos los riesgos de la ejecución de los trabajos, por lo que el valor fijo establecido en el contrato solo se pueda aumentar bajo un limitado número de circunstancias previamente acordadas entre las partes.

Para satisfacer el segundo punto los bancos normalmente esperan la subscripción previa de un contrato de compra de energía (Power Purchase Agreement, PPA por sus siglas en inglés) entre la futura central de generación y un comercializador, gran consumidor u otro agente autorizado en el mercado. Debido a los elevados montos de la inversión estos contratos deben ser de largo plazo, de manera que el PPA garantice todos los flujos futuros necesarios para el pago de la deuda.

El tercer punto se puede satisfacer con la adquisición de seguros o con una garantía limitada del promotor del proyecto.

La estructura contractual puede variar con cada proyecto, sin embargo, muchos proyectos tienen estructuras similares a la que se muestran en la figura 14.

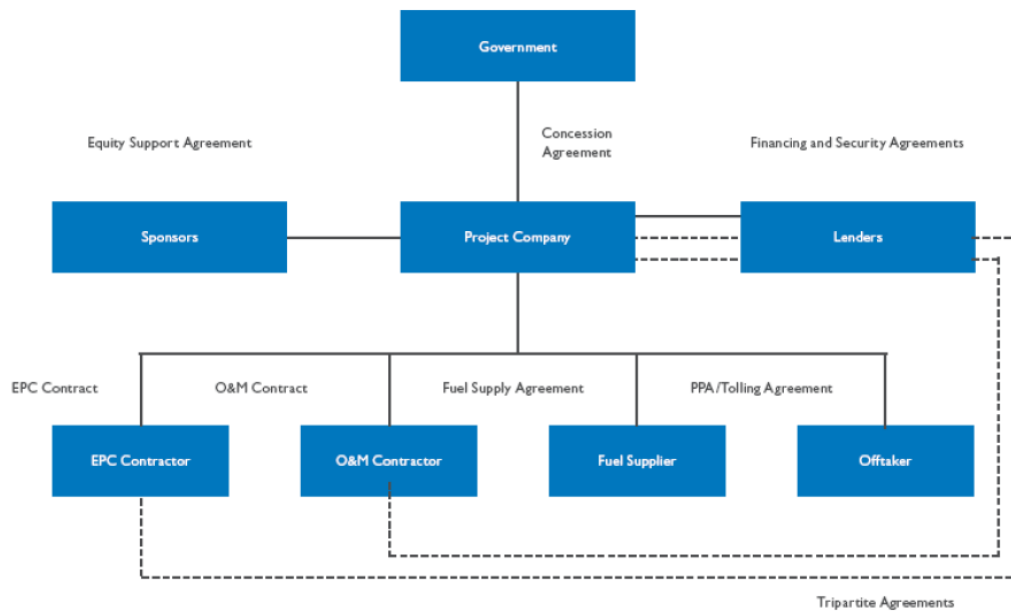


Figura 14. Estructura contractual Project Finance

Fuente: “EPC contracts in the power sector” (2011).

Como se puede observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** figura anterior, los principales elementos de un proyecto ejecutado bajo un esquema Project Finance-EPC son los siguientes:

- Vehículo o empresa de propósito especial: debido a que el objetivo de desarrollar un proyecto bajo Project Finance es limitar la exposición del promotor del proyecto, es necesario crear una empresa de propósito especial (Special Purpose Vehicle, SPV) cuyo objeto social sea únicamente la generación de energía de la central que será construida. Esta nueva empresa tendrá una contabilidad separada y en caso de

incumplimiento en los pagos de la deuda el único recurso con que contarán los acreedores serán los activos de esta nueva empresa.

- Promotor del proyecto: el promotor del proyecto es por lo general una empresa de generación existente que desea ampliar su capacidad de generación sin exponer sus activos. Dicho promotor ofrece ante los financiadores la experiencia y el control que se requiere para llevar a cabo un proyecto de esta magnitud. En ocasiones, el promotor del proyecto puede ofrecer una garantía limitada en caso de que se presente algún evento durante la construcción u operación de la central, y si ello llega a suceder los financiadores pueden ofrecer tasas más favorables para el proyecto, o comprometerse a una inversión mayor (Finnerty, 2013).
- Un acuerdo que le otorga al promotor del proyecto o a la empresa de propósito especial el derecho de construir y operar la central, así como de vender la energía durante la operación de esta. Tradicionalmente se realiza un acuerdo de concesión con una entidad estatal que le permita al dueño del proyecto construir y operar la central por un periodo de tiempo definido. En algunos esquemas de concesión la central debe ser entregada al Estado después de que termina el periodo de licenciamiento. Hay proyectos que no se realizan bajo esquemas de concesión con el Gobierno y solo requieren la planeación necesaria, los permisos ambientales y la licencia de construcción.
- Un PPA entre la futura central y alguna entidad autorizada (*offtaker*) en el mercado como por ejemplo un comercializador. De acuerdo con lo normalmente establecido en

un PPA, el comercializador se compromete a pagar a un determinado precio una determinada cantidad de energía por un periodo de tiempo definido.

- Contar, en lo posible, con un solo contrato para la construcción de las obras civiles, la fabricación, el suministro y montaje de los equipos electromecánicos, así como las pruebas y puesta en marcha de la central. El proyecto se puede estructurar con más de un contrato, por ejemplo, uno para los trabajos de construcción y montaje y otro para la fabricación y el suministro de los equipos, sin embargo, para los bancos es deseable que exista un solo responsable para la ejecución de los trabajos, de manera que no existan argumentos para que el contratista eluda su responsabilidad.
- Un contrato de operación y mantenimiento. Los términos de este contrato varían dependiendo del tipo de proyecto. Es común que la operación la lleve a cabo el promotor del proyecto.
- Acuerdos financieros con las entidades que financiarán el proyecto.
- Contrato de suministro de combustible: para las centrales térmicas que se desarrollan bajo Project Finance, además de los puntos anteriores la futura central debe contar con un contrato de venta de combustible que le garantice el suministro de este por lo menos durante el tiempo requerido para pagar el préstamo. El contrato de suministro no solo debe cubrir el periodo de pagos de la deuda, sino que además debe fijar el precio o rango de precios que pagaría la central por el combustible, de manera que los egresos por combustible no afecten la capacidad de pago de la deuda.

- Banca de inversión: debido a la complejidad jurídica y financiera de los esquemas Project Finance en muchas ocasiones la estructuración del proyecto es realizada por una banca de inversión.
- Otros consultores y especialistas: los financiadores, para garantizar que están invirtiendo en un proyecto confiable, contratan a un número importante de asesores y especialistas como firmas de ingeniería, abogados, especialistas en seguros, entre otros.

2.14.1 Vehículos para propósitos especiales (SPV)

Para desarrollar un proyecto bajo un esquema de Project Finance, el promotor del proyecto debe crear una entidad financiera y jurídicamente independiente de la empresa promotora, esta nueva firma o entidad se conoce en inglés con el término SPV (Special Purpose Vehicle).

La creación de un SPV le permite al promotor del proyecto minimizar o eliminar por completo el riesgo que implica el proyecto en el balance de la empresa promotora. Por su naturaleza, los vehículos de propósito especial tienen funciones muy limitadas y deben ser capaces de cumplir de manera independiente sus obligaciones financieras.

2.14.2 Contratos EPC en proyectos hidroeléctricos

Como se indicó anteriormente, para que un proyecto de generación sea “banqueable” bajo un esquema de Project Finance es necesario que la construcción de las obras se ejecute mediante un contrato EPC. Para los bancos lo más importante es que exista una asignación de riesgos clara y razonable entre el contratista (EPCista) y el dueño.

Los bancos se enfocan principalmente en que el contrato EPC minimice la capacidad de los contratistas para solicitar fondos adicionales o extensiones de tiempo, así como que este cuente con garantías adecuadas para cubrir deficiencias en el desempeño de la central.

Entre más inconforme estén los bancos con los términos del contrato mayor será la inversión que debe realizar el promotor del proyecto (“EPC contracts in the power sector”, 2011). Otro aspecto importante para los bancos es que los riesgos técnicos estén claramente definidos desde la fase inicial del proyecto y que el contratista seleccionado para el EPC tenga la capacidad técnica y financiera para realizar los diseños y la construcción.

En términos generales, los principales requisitos exigidos por los bancos son (“EPC contracts in the power sector”, 2011):

- Un solo punto de responsabilidad: el contratista es responsable por todos los diseños, ingeniería, adquisición de equipos y construcción, de manera que si surge algún problema el dueño solo debe recurrir a una única parte responsable.
- Un precio de contrato fijo: los posibles riesgos por sobrecostos o beneficios por ahorros son únicamente del contratista.
- Fecha de entrega fija o plazo de ejecución garantizado: los contratos EPC incluyen una garantía sobre la fecha de entrega. El contrato debe incluir un mecanismo de indemnización que le permite al dueño recuperar las pérdidas incurridas.

- **Garantía de desempeño:** los ingresos que va a generar el proyecto dependen de la operación de este, por tanto, si no cumple con los requisitos y la capacidad establecida el contrato debe incluir un mecanismo de indemnización que le permite al dueño recuperar las pérdidas incurridas.
- **Responsabilidad sobre los diseños:** en el caso de los proyectos hidroeléctricos el promotor del proyecto ha adelantado una serie de actividades de diseño y licenciamiento ambiental antes de iniciar la contratación del EPC. El contratista encargado del EPC debe hacer una revisión de esta información y asumirla como propia, de manera que la totalidad del diseño sea de su responsabilidad.
- **Cumplimiento:** es normal que el contratista proporcione un seguro de cumplimiento a favor del dueño. Además de los seguros tradicionales de cumplimiento existen otros mecanismos como cartas o garantías bancarias, o la retención de un porcentaje de cada uno de los pagos a favor del contratista, los cuales serán devueltos en su totalidad al cierre del contrato.
- **Bajos riesgos tecnológicos:** debido a que el pago de la obligación por parte del proyecto proviene de los ingresos futuros durante la operación, los bancos prefieren que las plantas se diseñen con tecnologías probadas que garanticen la generación calculada para la futura central.
- **Restricciones para cambios en plazo y valor:** el contrato se debe estructurar de manera que existan un número limitado y definido de circunstancias que puedan dar objeto a

un aumento en el valor o en el plazo. El contrato debe establecer claramente las metodologías para valorar dichos cambios.

- Responsabilidad por fallas y defectos: generalmente el contratista está obligado a corregir las fallas y los defectos que se presenten dentro de los doce o veinticuatro meses después de terminadas las pruebas de desempeño. Esta cláusula se puede dividir en dos, un periodo para toda la planta de energía y un periodo para los ítems más críticos.
- Propiedad intelectual: el contratista garantiza que tiene el derecho de toda la propiedad intelectual usada en la ejecución del proyecto y declara indemne al dueño si alguna política de derechos de autor es infringida por una tercera parte.
- Terminación: establece los derechos de terminación contractual para ambas partes. Las condiciones para el contratista son más limitadas, este puede tener derecho a terminar el contrato por falta de pagos, por una suspensión prolongada o por un evento de fuerza mayor. El dueño del proyecto tiene mayor libertad contractual para hacer uso de esta cláusula. Generalmente, le da la potestad al dueño de terminar inmediatamente el contrato por infracciones mayores, por falta de solvencia del contratista, o incluso simplemente por conveniencia del dueño.
- Especificaciones de desempeño: a diferencia de los contratos tradicionales de construcción, un contrato EPC contiene especificaciones de desempeño, por lo cual es muy importante que el dueño establezca en detalle lo que desea, pero no con mucha

precisión de cómo se deben ejecutar los trabajos, de modo que si surge un problema el contratista no tenga argumentos que le permitan evadir la culpa.

2.14.3 Contratos bilaterales de venta de energía (PPA) bajo esquemas Project Finance

Como se explicó anteriormente, para reducir el riesgo que implica la volatilidad del precio de la energía en el mercado “spot” los generadores y comercializadores suscriben contratos de compra de electricidad de largo plazo.

Al igual que el contrato EPC, el contrato para el PPA debe cumplir una serie de condiciones que garanticen la “bancabilidad” del proyecto. Las principales son (“EPC contracts in the power sector”, 2011):

- Plazo: el plazo del PPA debe ser lo suficientemente largo para garantizar el pago de la deuda del proyecto.
- Precio: el precio establecido para el pago de la energía debe estar claramente definido y ser suficiente para que el generador pueda realizar el pago de la deuda.
- Cambios en leyes o impuestos: el contrato debe contar con provisiones para posibles cambios en las leyes o los impuestos, de manera que el financiador quede indemne frente a este tipo de cambios.
- Capacidad técnica y financiera de las partes: los bancos solo financiarán un proyecto si tanto el promotor como el comprador de la energía tienen la capacidad técnica y financiera para cumplir con sus responsabilidades.

- Periodicidad de la facturación: el PPA debe estar estructurado de manera que el generador le facture regularmente al comprador para que el generador tenga la liquidez requerida para hacer oportunamente los pagos del préstamo. De esta forma también se puede monitorear la salud financiera del comprador de la energía.
- Moneda de denominación de la deuda y moneda en que se firma el PPA: en lo posible, la moneda en que se denomina la deuda debe ser la misma que la moneda en que se firma el PPA. Si las monedas son diferentes el generador debe contar con un mecanismo de cobertura.
- Limitada capacidad del comprador de energía para terminar el contrato: el PPA debe estar estructurado para que sea muy difícil que el comprador de energía termine anticipadamente el contrato.
- Garantías del comprador de energía: es deseable que en el PPA se obligue al comprador de energía a tener garantías a favor del generador en caso de incumplimiento del primero.
- Derecho de intervención por parte del financiador: es deseable que el PPA cuente con una provisión que le permita al financiador intervenir en caso de que se presente un problema en el contrato.

Comparación entre el esquema tradicional y el Project Finance-EPC

En la tabla 10 se hace una comparación entre el método tradicional de ejecución de proyectos y el esquema Project Finance-EPC.

Tabla 10. Comparación desarrollos de proyectos bajo esquema tradicional y bajo Project Finance

Concepto	Esquema tradicional	Project Finance-EPC
Diseño	Diseño a cargo del promotor	Diseño a cargo del contratista con participación restringida del dueño. El contratista tiene un incentivo de diseñar con menores estándares de calidad para reducir costos
Verificación de diseño	Como el contratista es diferente del diseñador existe la posibilidad de identificar errores en los diseños	No existe verificación en los diseños
Modificación de los diseños	El dueño tiene amplia libertad para solicitar cambios en los diseños	Capacidad limitada del dueño para solicitar cambios en los diseños
Especificaciones	Especificaciones de construcción detalladas	Especificaciones de desempeño
Tiempo de desarrollo	Tiempos más largos	Tiempos de desarrollo más cortos porque algunas actividades se ejecutan en paralelo
Contratos subsidiarios	En el esquema tradicional, además de los contratos de diseño y construcción no se requieren otros contratos especializados	Se requieren contratos especiales como: contrato de venta de energía PPA, contrato de operación y mantenimiento, contratos con expertos externos que validen la solidez del proyecto
Información para contratación	Se cuenta con diseños y especificaciones de construcción detalladas para la contratación	No se cuenta con diseños de detalle para la contratación
Comparación de ofertas	La comparación de ofertas es fácil porque se cuenta con unas especificaciones detalladas	La comparación de ofertas puede ser compleja
Tipo de contrato obras civiles	Para las obras civiles normalmente se confecciona un contrato a precios unitarios fijos	EPC suma fija
Número de contratos	Múltiples contratos para la ejecución de los trabajos	Pocos contratos. Ideal que sea un solo contrato
Asignación de riesgos	El dueño es responsable de múltiples riesgos, por ejemplo, es responsable de los diseños, de la coordinación entre contratistas, del manejo socioambiental, etc.	La mayoría de los riesgos están asignados al contratista
Valor del contrato	El valor del contrato puede variar debido a si se utilizan esquemas de pago como precios unitario fijo	El valor del contrato es fijo, pero es mayor comparado con el esquema tradicional porque el contratista debe incorporar múltiples contingencias en su precio
Reclamaciones	Proclive a reclamaciones	El contratista tiene pocas alternativas para soportar una reclamación
Supervisión durante construcción	El dueño hace un seguimiento detallado de los trabajos durante la construcción	Supervisión limitada
Costos de administración durante construcción	Los costos de administración durante construcción para el dueño son altos porque se realiza seguimiento detallado de los trabajos	Los costos de administración durante construcción para el dueño son menores
Garantía	Activos del promotor	Activos del vehículo especial
Manejo contable	En el balance del promotor	Contabilidad independiente
Fuente de pago	Flujos del promotor	Flujos futuros del proyecto
Costos de financiación	Mientras mejor sea la calificación del promotor menor será la tasa. Bajos costos de transacción	Tasa de proyecto. Costos altos de transacción
Apalancamiento	Según grado de endeudamiento del promotor	Según fondos futuros del proyecto

Fuente: elaboración propia.

2.15 Desarrollo de proyectos hidroeléctricos en esquemas Project Finance-EPC a nivel mundial

Para minimizar el riesgo de sobrecostos y retrasos en la ejecución de proyectos hidroeléctricos, los inversionistas privados han optado por desarrollar los proyectos bajo esquemas Project Finance y contratación EPC. En las figuras 15 y 16 se puede observar que el porcentaje de proyectos desarrollados bajo esta modalidad de ejecución es cada vez más grande y su uso es proporcionalmente mayor en proyectos energéticos que en cualquier otro sector de la economía.

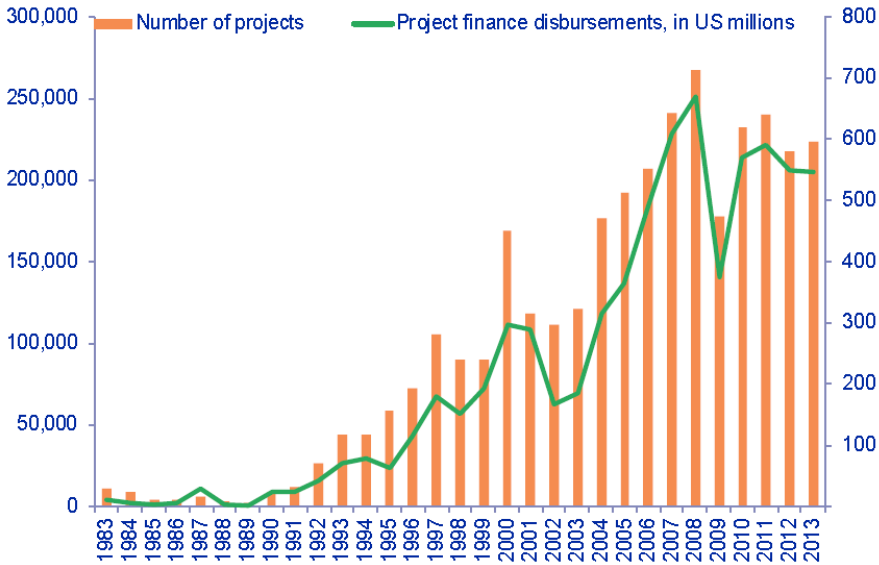


Figura 15. Project Finance-número de proyectos y desembolsos

Fuente: Chan-Lau *et al.* (2016).

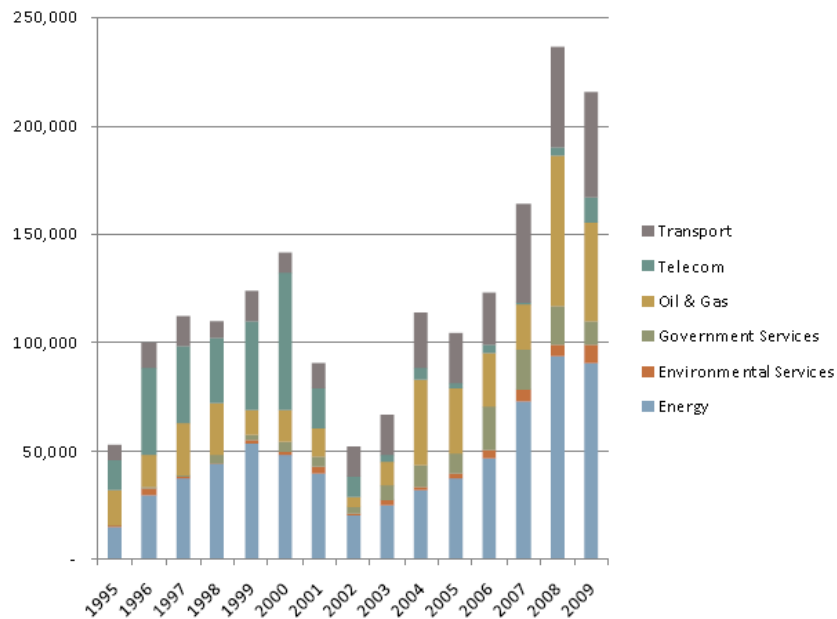


Figura 16. Project Finance-Financiamiento de proyectos de infraestructura por sector

Fuente: Chan-Lau *et al.* (2016).

A pesar de la creciente popularidad de los esquemas Project Finance-EPC, en la literatura consultada no se encontró un consenso sobre el beneficio que estos esquemas traen a un proyecto.

El Banco Mundial, por ejemplo (Chris, 2000), indica que los costos de un proyecto bajo esquemas EPC pueden ser 20% mayores que esquemas tradicionales, y peor aún, no parecen evitar los problemas legales y retrasos que normalmente se observan en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos.

Otros autores llegan a la misma conclusión que el Banco Mundial, Patricia Galloway (2009) indica que en la última década la mayor fuente de disputas entre dueños y contratistas es en el desarrollo de contratos EPC a suma global fija.

Y Candee y Larson (2010) argumentan que la pura transferencia de riesgos del dueño al contratista en los contratos EPC no se puede considerar un mecanismo real de mitigación de riesgos, por lo menos no a nivel de proyecto.

En cualquier caso, es claro que la utilización de Project Finance es cada vez mayor a nivel mundial.

2.15.1 Proyectos hidroeléctricos bajo esquemas Project Finance-EPC en países en desarrollo

Debido a las grandes inversiones de capital que requieren los proyectos hidroeléctricos y a la tendencia mundial de privatizar el sector de energía eléctrica, es difícil encontrar financiación para los proyectos, particularmente en países subdesarrollados, donde los riesgos sociales y políticos son más complejos.

Los esquemas de Project Finance son una alternativa para lograr la participación de promotores privados y la bancabilidad del proyecto. Sin embargo, no todos los proyectos resultan ser atractivos para los inversionistas privados, y los proyectos con mayor potencial de desarrollo son aquellos que presentan un balance adecuado entre el retorno esperado y el nivel de riesgo percibido.

En esta sección se hace una descripción general de las tendencias y estadísticas de proyectos de infraestructura en general y energéticos en particular, que funcionan en países en desarrollo. Es importante anotar que no se encontró literatura reciente sobre este tema a pesar de que sí se identificaron fuentes de información, pero en su mayoría de carácter comercial y por lo tanto no accesible para efectos académicos.

Los proyectos de energía desarrollados bajo Project Finance-EPC en países en desarrollo se han ejecutado principalmente en esquemas BOO (build-own-operate) con contratos de venta de energía de largo plazo. La mayoría de la inversión ha sido directa o préstamos de entidades multilaterales, así como esquemas de mejoramiento de deuda y Credit Export Agencies (ECA) (IFC, 1999).

Los proyectos desarrollados han sido en su mayor parte plantas filo de agua, lo cual puede ser debido a la aversión que tienen los inversionistas a centrales con presas y a los riesgos geológicos, así como los impactos en la población y el medioambiente que conlleva la inundación de grandes extensiones de tierra.

En cuanto a la capacidad instalada, la International Finance Corporation (Corporación Financiera Internacional) (IFC, 1999) encontró que los proyectos ejecutados por inversionistas privados bajo Project Finance-EPC tienden a ser proyectos con una capacidad instalada promedio de 300 MW, mientras que los proyectos ejecutados dentro de balance tienen una capacidad promedio instalada de 130 MW, lo cual demuestra la preferencia de los inversionistas de no asumir los riesgos en proyectos grandes ejecutados dentro de balance. Los proyectos pequeños (menos de 20 MW) tampoco son atractivos para ejecutar bajo Project Finance porque los costos de estructuración son comparativamente altos para la inversión.

Dicha entidad también encontró que los PPA firmados por los proyectos con esquemas BOO tenían una vida media de 21 años, mientras que los PPA firmados en esquemas BOT (build-operate-transfer) tenían una vida media de 15 años. En ambos casos, el plazo de crédito está igualmente controlado por el plazo de los PPA, esto debido a que los bancos, por regla general, fijan el plazo de la deuda unos dos años menos que el plazo establecido en el PPA

(IFC, 1999). Una vez pagado el crédito, las centrales hidroeléctricas pueden vender su energía a precios muy por debajo que los que pueden ofrecer centrales termoeléctricas, porque estas deben cubrir costos fijos más altos, entre ellos el costo del combustible para su operación.

La International Finance Corporation (IFC, 1999) encontró igualmente que el promedio de la relación deuda-capital (*debt to equity*) para Project Finance en países en desarrollo era 74/26 y para América Latina 70/30. En cuanto a las tasas, estas variaban entre 1.5% y 4.0% por encima de LIBOR, con un promedio de 2.7%.

En un estudio más reciente realizado para el periodo comprendido entre 1995 y 2009 (Candee y Larson, 2010) se detectó que el “spread” entre 1995 y 2006 fue relativamente volátil con mínimos cercanos a 100 bps sobre LIBOR y máximos de alrededor de 250 bps. A partir de 2007 se observa una clara tendencia al alza con máximos superiores a 300 bps a finales de 2009. El incremento a partir de 2007 coincide con la gran recesión de 2007 a 2009.

Pinto y Alves (2016) detallaron que el promedio del “spread” para préstamos bajo Project Finance fue de 224 bps sobre LIBOR para el periodo comprendido entre los años 2000 a 2014.

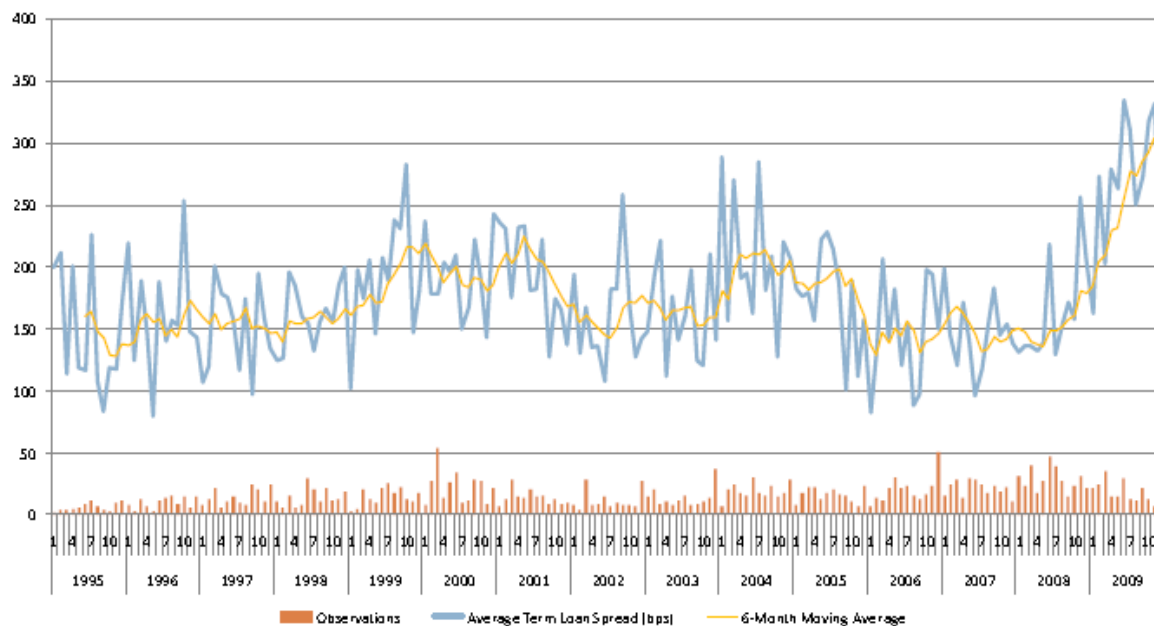


Figura 17. “Spread” sobre LIBOR en deuda de proyectos ejecutados bajo Project Finance

Fuente: Candee y Larson (2010).

En la literatura consultada se encontró que la volatilidad del “spread” está asociada a la coyuntura económica en el momento del cierre del proyecto, sin embargo, existen variables que por lo general hacen que las tasas de interés sean más altas.

Una de estas variables no sorprende que sea el riesgo país, debido a que los contratos que soportan el esquema Project Finance requieren de una reglamentación clara y estable, así como de instituciones transparentes y eficientes que garanticen el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los contratos.

Existen otras variables menos evidentes, por ejemplo, Corielli, Gatti, y Steffanoni (2010) encontraron que los bancos tienden a ofrecer tasas de interés más bajas cuando el desarrollador del proyecto (*sponsor*) no es una contraparte relevante en los contratos que firma el SPV para actividades como la construcción del proyecto.

Documentos más recientes comprueban varias de las conclusiones de los estudios anteriormente mencionados. La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) (2016) confirma que los proyectos hidroeléctricos desarrollados por el sector privado en América Latina en los últimos años no tienen capacidad de almacenamiento significativa, son plantas de pequeña a mediana capacidad que no cuentan con las economías de escala que sí poseen los proyectos más grandes; en consecuencia, estos nuevos proyectos han aumentado el costo de la generación hidroeléctrica.

El IRENA (2016) encuentra también que, si bien los proyectos más pequeños tienen un perfil de riesgo menor y en teoría podrían obtener tasas más bajas, los costos de transacción son altos y por lo tanto se puede perder el beneficio de obtener tasas de interés más bajas. Una solución que propone es la de acceder a paquetes de pequeños proyectos y obtener una sola financiación (menores costos de transacción), pero aún no se han implementado.

2.16 La evaluación financiera de proyectos

Para que una empresa decida hacer una inversión de capital en un nuevo proyecto hidroeléctrico se debe garantizar que este sea viable. La viabilidad del proyecto se determina estudiando aspectos de carácter técnico, ambiental, social, regulatorio, de mercado, financiero, entre otros, y debe realizarse al final de cada una de las etapas de la estructuración de un proyecto de inversión. Solo si el proyecto es viable se puede continuar con la siguiente etapa.

En la última etapa de viabilidad el inversionista debe tomar la decisión de construir o no el proyecto, y para hacerlo es necesario construir un modelo financiero donde se puedan

monetizar todos los costos y beneficios asociados a los diferentes aspectos analizados. Por ejemplo, desde la perspectiva técnica tiene que estimar los costos de construcción, los costos de operación y mantenimiento, así como posibles costos de inversión durante la vida útil del activo como repotenciación y modernización de equipos para garantizar que la planta opere de manera continua y eficiente. Desde el ámbito socioambiental es importante estimar los costos en que se incurrirá para ejecutar las obras de acuerdo con la normatividad vigente, así como los costos de compensación por afectación al medioambiente y a las comunidades. Otros costos que se deben considerar son los impuestos, los cargos regulatorios, el pago de intereses y el capital de la deuda adquirida para la ejecución del proyecto, entre otros.

Una vez monetizadas todas las variables estas se incluyen en el modelo financiero para establecer si el proyecto genera la rentabilidad esperada por el inversionista.

Los ingresos y egresos que se incluyen en el modelo deben estimarse con el mayor grado de precisión posible, pero por ser estimaciones es probable que se presenten variaciones durante la ejecución de los trabajos que también se deben estimar e incorporar dentro del modelo como un análisis de sensibilidad, por ejemplo, en el caso de proyectos hidroeléctricos se puede estimar el cambio de la rentabilidad del proyecto si el costo de construcción estimado aumenta en un 15% o si el precio de la energía en el mercado “spot” cae un 10%.

2.16.1 Evaluación financiera de proyectos. Diferencias entre proyectos ejecutados dentro de balance y bajo Project Finance

Cuando una empresa de generación está considerando construir una nueva central debe decir si el proyecto se ejecutará dentro de balance o bajo Project Finance, caso este último en el que

es necesario crear una nueva empresa totalmente independiente de la empresa existente (SPV).

Si el inversionista decide ejecutar el proyecto bajo balance puede fondearlo con los excedentes de caja de la operación, adquiriendo deuda respaldada por los activos existentes, o con capital nuevo (*equity*) mediante la venta de acciones.

En el caso de Project Finance el inversionista no cuenta con los excedentes de caja de la operación existente por lo que el proyecto solo se puede financiar con capital invertido por el desarrollador y otros accionistas (*equity*) y por deuda respaldada por los activos y los flujos de caja de la nueva central.

Tanto en el esquema dentro de balance como en Project Finance los flujos futuros de caja de la central deben ser suficientes para pagar la deuda con los bancos y los ingresos esperados por el inversionista.

El pago de la deuda a los bancos y el retorno esperado por los accionistas es el costo en que debe incurrir la empresa o el SPV para embarcarse en un proyecto.

El costo del capital o *equity* (K_e) invertido por los accionistas puede ser estimado usando la fórmula estándar del Capital Asset Pricing Model (CAPM):

Fórmula 2.

$$K_e = r_f + (r_m - r_f) \times \beta$$

En esta fórmula la variable r_f es la Tasa Libre de Riesgo que usualmente corresponde a una de las tasas de los papeles emitidos por el Tesoro de los Estados Unidos, T-Bill para inversiones de corto plazo, T-Notes para inversiones de mediano plazo y T-Bonds para inversiones de largo plazo.

La expresión $(r_m - r_f)$ se conoce como Tasa de Riesgo de Mercado y corresponde al exceso de retorno sobre la Tasa Libre de Riesgo del mercado accionario o un subsector de este. La variable β representa el nivel de riesgo de la inversión con relación al nivel de riesgo promedio del mercado, y su valor está fundamentado en los registros históricos de una inversión (acción) o un grupo de acciones (índice). El valor de β corresponde a la pendiente de una regresión en la cual los rendimientos de las acciones de una compañía se grafican sobre el eje “y” mientras que los rendimientos del mercado se grafican sobre el eje “x”. Si la inversión es más riesgosa que el promedio del mercado la variable β será mayor que 1, por el contrario, si la inversión es menos riesgosa que el promedio del mercado el valor de β será menor que 1.

Como ejemplo para el cálculo del costo de capital o *equity* considere una Tasa Libre de Riesgo de 3%, una Tasa de Riesgo de Mercado de 10% y un β de 0.80. El costo de capital será entonces:

Fórmula 3.

$$K_e = 3\% + (10\% - 3\%) \times 0.80 = 8.6\%$$

Por su parte, el costo de la deuda de una empresa existente se puede calcular como la sumatoria del costo promedio efectivo de las diferentes deudas que tiene la empresa. Por ejemplo, si una empresa tiene dos únicos créditos, el primero (C_1) por 75 pesos y una tasa de

interés (t_1) del 5% y el segundo (C_2) por 25 pesos y una tasa de interés (t_2) del 10%, el costo promedio de la deuda de la empresa será:

Fórmula 4.

$$K_d = \left[\frac{C_1 \times t_1}{C_1 + C_2} + \frac{C_2 \times t_2}{C_1 + C_2} \right] \times (1 - t)$$

La expresión anterior incluye el término $(1 - t)$ que representa la tasa de impuesto aplicable a la compañía. Este término se incluye en el cálculo del costo promedio de la deuda (K_d) porque los intereses que paga una empresa por sus créditos son deducibles del impuesto de renta. Para el ejemplo se considera una tasa de impuesto del 30%.

Reemplazando los valores en la ecuación anterior, se obtiene que el costo promedio de la deuda (K_d) de la empresa es:

Fórmula 5.

$$K_d = \left[\frac{75 \times 5\%}{75 + 25} + \frac{25 \times 10\%}{75 + 25} \right] \times (1 - 30\%) = 4.38\%$$

El costo total para el proyecto del *equity* y la deuda se conoce como WACC (Weighted Average Cost of Capital) y puede ser calculado como la suma ponderada del costo de la deuda y el *equity*, así:

Fórmula 6.

$$WACC = K_e \times \frac{C}{C + D} + K_d \times \frac{D}{C + D}$$

Si para la empresa del ejemplo la distribución entre deuda y *equity* es 60% y 40%, el WACC o costo promedio de capital es:

Fórmula 7.

$$WACC = 8.6\% \times 60\% + 4.38 \times 40\% = 6.91\%$$

Si la empresa del ejemplo fuera a desarrollar el proyecto bajo balance, el proyecto debe rentar por lo menos su WACC, es decir, 6,91%. Si el retorno esperado es menor a esta última cifra el proyecto destruiría valor dentro de la empresa.

En la figura 18 se compara el esquema de ejecución en balance y la alternativa de ejecución en Project Finance.

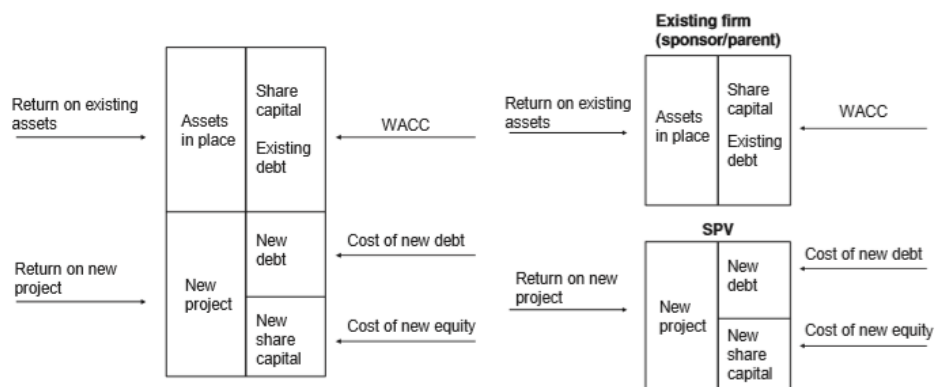


FIGURE 1-3 Comparison of Corporate Financing and Project Financing Strategies

Figura 18. Comparación Project Finance y esquema dentro de balance

Fuente: Gatti (2008).

Como se puede observar en la figura anterior, en el caso de Project Finance la rentabilidad mínima para ejecutar el proyecto depende de la combinación del WACC de los inversionistas y del WACC de la nueva SPV.

En Project Finance, el retorno esperado por el inversionista debe ser como mínimo el retorno que ofrece alternativas de inversión con el mismo nivel de riesgo, o sencillamente un retorno

definido de manera arbitraria pero que se ajuste al apetito de riesgo del inversionista y a sus expectativas de ingresos.

En el caso de ejecutar el proyecto bajo balance, además del WACC de la empresa existente se deben considerar otras variables que no tienen ninguna relevancia si el proyecto se planea hacer bajo Project Finance. Por ejemplo, en el caso de ejecutar el proyecto dentro de balance, además de considerar los beneficios por venta de energía se pueden estimar otros beneficios como la complementariedad en la oferta de energía entre las plantas existentes y las plantas nuevas, particularmente si la planta nueva (eólica, por ejemplo) utiliza fuentes de energía diferentes a las plantas existentes (hidráulicas, por ejemplo), o si una planta hidráulica nueva se construye en un sitio con un régimen de lluvias diferente al de las plantas existentes, con lo cual se lograría que en periodos deficitarios (bajas afluencias de agua) en las centrales existentes la central nueva pueda entrar a proveer la energía que las centrales existentes no pueden generar.

Cuando el proyecto se analiza dentro de balance, el análisis de correlaciones entre plantas nuevas y plantas existentes no es fácil, se requiere el estudio de muchas variables bajo diferentes escenarios espaciotemporales.

En algunas ocasiones se pueden presentar correlaciones negativas que a primera vista no resultan obvias. Por ejemplo, si un generador se embarca en la construcción de una central con una capacidad instalada importante, es posible que se presente un efecto de canibalismo entre las centrales del generador porque la entrada en operación de la nueva central puede deprimir los precios de energía en el mercado y disminuir los ingresos de las centrales existentes.

Como se puede ver, hay consideraciones diferentes en el momento de evaluar la viabilidad de un proyecto bajo balance y Project Finance. Sin embargo, una vez definidas y monetizadas las variables que aplican en uno u otro caso, y construido el modelo financiero para ambos casos, el método de análisis es esencialmente el mismo.

2.16.2 Rentabilidad esperada para un proyecto ejecutado bajo Project Finance y en balance

Como se indicó en secciones anteriores, una vez la central entre en operación el flujo de fondos debe ser suficiente para pagar los intereses y el capital aportado por los bancos, así como los ingresos esperados por el inversionista.

La validación de que estos dos objetivos se estén cumpliendo, tanto para la alternativa de Project Finance como en balance, se hace mediante el método de flujo de caja descontado (DCF, por sus siglas en inglés).

El flujo de caja se debe construir utilizando los estados financieros proyectados desde que se hace el primer desembolso para ejecutar el proyecto hasta la terminación de la vida útil del activo.

En el caso de Project Finance el flujo de caja descontado se puede construir únicamente a partir del estado de resultados proyectado; en el caso de ejecutar el proyecto bajo balance es necesario estudiar el impacto del proyecto en el balance general de la empresa, pero para efectos de este documento se simplificará el análisis estimando en el estado de resultados de la empresa existente los cambios que puede sufrir el balance general.

La figura 19 muestra el comportamiento del flujo de caja libre en el tiempo (Gatti, 2008). Como se puede observar, el flujo de caja libre acumulado es decreciente entre el año 0 y el año j que corresponde a la fecha de entrada en operación comercial de la central. El punto k en la figura representa el periodo de reembolso no descontado (sin tener en cuenta el valor del dinero en el tiempo), por lo que mientras mayor sea el flujo de caja libre durante la etapa de operación menor será el periodo de tiempo entre i y k . Después del año k el flujo de caja libre es en su totalidad propiedad del promotor del proyecto, a menos que se requiera hacer inversiones en capital de trabajo o en repotenciación de obras y equipos.

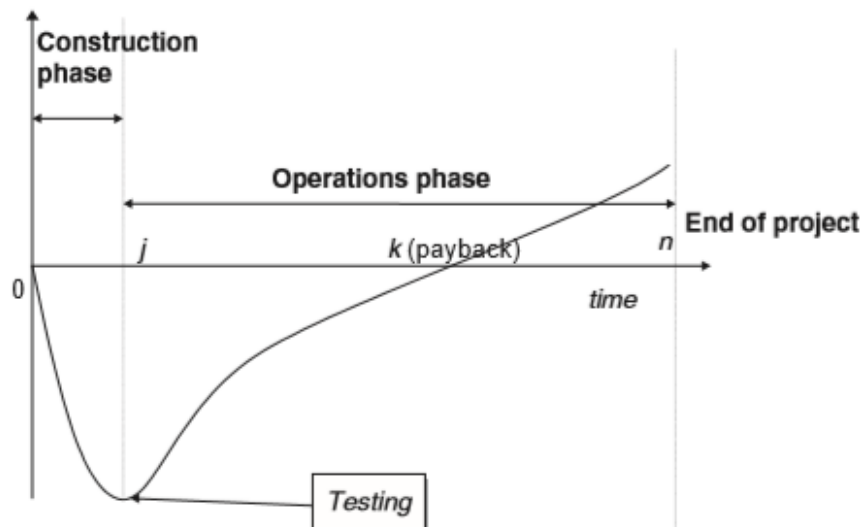


Figura 19. Comportamiento del flujo de caja libre en el ciclo de vida de un proyecto de inversión (central de generación)

Fuente: Gatti (2008).

Antes de terminar esta sección es importante hacer tres precisiones con relación al comportamiento del flujo de caja libre a lo largo del tiempo.

Primero, bajo un esquema de Project Finance los bancos exigen que el periodo de pago sea inferior a la vida útil del proyecto. De esta manera, en caso de presentarse una disminución de los ingresos previstos por la central, o ante cualquier otro evento que afecte la capacidad de pago del SPV, los bancos tienen como garantía la existencia de un plazo de operación comercial adicional lo suficientemente largo para reestructurar el crédito.

En segundo lugar, dentro las medidas de mitigación de riesgos bajo esquemas Project Finance los bancos pueden exigir la creación de reservas para pagos de la deuda o para imprevistos en los costos de operación y mantenimiento. Estas reservas no pueden ser utilizadas por los promotores del proyecto hasta que la deuda con los bancos haya sido pagada en su totalidad, o hasta que la reserva alcance un tope preestablecido por los bancos; a partir de este tope los excedentes de caja quedan a disposición del inversionista.

En tercer y último lugar, es importante anotar que la vida útil de una central hidroeléctrica puede superar los 50 años, sin embargo, para el análisis financiero (IFC, 2017) se utilizan horizontes de tiempo menores, usualmente entre 30 y 40 años. Debido a lo anterior, es recomendable estimar un valor terminal (flujo positivo) de la central al final del periodo de evaluación financiera.

3. METODOLOGÍA

El objetivo principal de este documento es comparar desde una perspectiva financiera la ejecución de proyectos hidroeléctricos bajo el esquema tradicional de balance y bajo el esquema Project Finance.

Para el análisis financiero se elaboró una hoja de cálculo en Excel con la cual se puede generar un estado de resultados simplificado para cada esquema de desarrollo. A partir de los estados de resultados simplificados se proyectan los flujos de caja bruto, del proyecto y del inversionista. A partir del flujo de caja del inversionista se calcula la tasa de retorno sobre los recursos invertidos por el inversionista.

El flujo de caja libre (antes de pago de intereses y capital) es una herramienta útil para comparar proyectos, pero como no considera las condiciones de financiamiento no permite tomar decisiones sobre inversión. Debido a lo anterior, se escogió como criterio de comparación entre los esquemas de desarrollo el flujo de caja del inversionista porque le posibilita al promotor del proyecto estimar una tasa de retorno de su inversión dadas unas condiciones de financiamiento.

La tasa de retorno del inversionista es la variable con la cual se compara la rentabilidad de cada esquema de desarrollo bajo varios supuestos de comportamiento de las variables utilizadas para la construcción del modelo financiero.

3.1 Estado de resultados central hidroeléctrica

En las secciones 2.11 y 2.12 se presentaron los ingresos y egresos en que incurre una central hidroeléctrica en Colombia durante su operación. En la tabla 11 se presenta una estructura simplificada del estado de resultados de una central hidroeléctrica en Colombia, asumiendo que no existen ingresos no operacionales y que los únicos egresos no operacionales corresponden al pago de intereses sobre la deuda adquirida para financiar la inversión inicial y la depreciación de los activos.

Tabla 11. Estructura simplificada del estado de resultados de una central hidroeléctrica en Colombia

Concepto	
+	Ingresos operacionales
	Venta Energía PPA
	Venta Mercado “spot”
	Remuneración Cargo por Confiabilidad (ENFIC)
	Venta de Servicios Complementarios
	Venta Certificados Reducción Carbono (CER)
-	Costos operacionales
	Costos AOM
	Costos de ley
	Cargos por conexión
	Impuestos locales
	Gastos financieros
	Otros costos
=	Utilidad operacional (EBITDA)
-	Depreciación
-	Intereses
=	Utilidad antes de impuestos
-	Impuesto de Renta
=	Utilidad después de impuestos

Fuente: elaboración propia.

3.2 Construcción del flujo de caja libre y el flujo de caja del inversionista

El flujo de caja libre se calculó a partir de la utilidad después de impuestos proyectada durante la vida útil de la central excluyendo los conceptos que no representan salidas reales de

efectivo como las depreciaciones y las amortizaciones, así como el pago de la deuda adquirida para la construcción de la central, el cual se considera más adelante para la construcción del flujo de caja del inversionista.

Adicional a lo anterior, para el cálculo del flujo de caja libre se incluyeron las inversiones en CAPEX antes de la entrada en operación de la central y el cambio en capital de trabajo.

El flujo de caja del inversionista se obtuvo a partir del flujo de caja libre restando el pago de intereses y capital de la deuda adquirida para la construcción de la central.

En la tabla 12 se presenta la estructura simplificada utilizada en el presente estudio para estimar el flujo de caja de una central hidroeléctrica con un periodo preoperativo de i años en los que se realizan los estudios, los diseños y la construcción de la central, y una vida útil de n años.

Tabla 12. Estructura simplificada del estado de resultados y etapas de desarrollo del proyecto

	Concepto	Preoperativa				Etapa de operación							
		0	1	...	i	$i+1$	$i+2$	$i+3$...	j	k	l	n
	Utilidad después de impuestos												
+	Depreciación					✓	✓	✓	✓	✓			
+	Pago de intereses y capital					✓	✓	✓	✓	✓	✓		
=	Flujo de caja bruto												
-	Cambios en el capital de trabajo					✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
-	CAPEX	✓	✓	✓	✓								
=	Flujo de caja libre												
-	Pago de intereses y capital					✓	✓	✓	✓	✓	✓		
=	Flujo de caja del inversionista												

Fuente: elaboración propia.

3.3 Modelación financiera

Una vez definida la estructura del estado de resultados simplificado para una central hidroeléctrica se definieron los valores de las principales variables de estudio, y se calculó el estado de resultados para cada esquema de desarrollo.

3.4 Principales variables

El diseño, la construcción y operación de una central hidroeléctrica involucra múltiples variables de diferentes campos de la ciencia, desde las propiedades químicas del agua que se utilizará para la generación de energía hasta el precio de venta de la energía y las transferencias que deben hacer los generadores a las corporaciones regionales ambientales, entre muchas otras.

En esta sección se listan las principales variables requeridas para la modelación financiera de proyectos hidroeléctricos, haciendo énfasis en aquellas variables que pueden ser diferentes si los proyectos se desarrollan dentro de balance o bajo Project Finance.

En la tabla 13 se presentan las principales variables identificadas en la revisión bibliográfica y requeridas para la modelación financiera de proyectos hidroeléctricos. Las variables se agrupan en siete tipos: 1) técnica, 2) desarrollo y construcción, 3) operación, 4) comercial, 5) macroeconómica, 6) impuestos, aranceles y beneficios tributarios Ley 1715 y 7) financiera.

Tabla 13. Principales variables en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos

Tipo	Variable
Técnica	Tipo de central (con embalse o a filo de agua)
	Capacidad instalada
	Generación anual
	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC)
	Capacidad de prestar control de frecuencia
	Vida útil
Desarrollo construcción y	Periodo de construcción
	CAPEX
	Método de contratación (prima ejecución EPC)
	Costos de desarrollo y supervisión durante construcción
Operación	OPEX
Comercial	Precio de la energía en PPA
	Porcentaje de energía vendida en PPA
	Precio de la energía vendida en bolsa
	Porcentaje de la energía vendida en bolsa
	Precio Cargo por Confiabilidad
	Venta certificados CER
Macroeconómica	Tasa de inflación anual Colombia y Estados Unidos
	Tasa de cambio peso/dólar
Impuestos, aranceles, y beneficios tributarios Ley 1715	Impuesto de renta
	Aranceles
	IVA durante construcción y operación
	Otros impuestos
	Beneficios tributarios Ley 1715 de 2014
Financiera	Periodo de evaluación
	Valor terminal
	Estructura de capital
	Costo de capital
	Costo y plazo de la deuda
	WACC
	Costos de transacción Project Finance

Fuente: elaboración propia.

3.4.1 Variables técnicas

Las variables técnicas presentadas en esta sección corresponden a dos tipos: variables que afectan directamente los ingresos de la central como la generación anual, la capacidad de prestar control de frecuencia y la vida útil, y variables que afectan indirectamente los costos de operación como la capacidad instalada (pequeños aprovechamientos hidroeléctricos vs.

grandes aprovechamientos hidroeléctricos), la cual determina si un proyecto hidroeléctrico puede beneficiarse de la Ley 1715.

3.4.1.1 Tipo de central

Se considera que la planta será a filo de agua.

3.4.1.2 Capacidad instalada

La capacidad instalada se mide en vatios (W) y corresponde a la máxima cantidad de potencia neta que puede suministrar una planta de generación en condiciones normales de operación.

Para la modelación financiera se considerará una capacidad instalada de 10 MW.

3.4.1.3 Generación anual

La generación anual (GWh/año) es la cantidad de energía (en GWh) que una central puede producir en un año, y depende de la capacidad instalada de la central (MW) y el factor de planta, este último corresponde a la relación entre la energía que se espera generar en un año y la energía teórica que se puede generar en un año si la central operara de manera ininterrumpida durante todo ese tiempo.

La generación anual no cambia si el proyecto es ejecutado dentro de balance o bajo Project Finance. Para la modelación financiera se considera un factor de planta del 75%.

3.4.1.4 Energía firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC)

Como se indicó en secciones anteriores, la energía firme es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, y en un periodo de un año.

La cantidad de energía firme que puede suministrar una central hidroeléctrica se calcula en Colombia siguiendo un procedimiento elaborado por la CREG que está por fuera del alcance de este documento. Y esta no cambia si el proyecto es ejecutado dentro de balance o bajo Project Finance.

Para la modelación financiera se considera que la energía firme es el 25% de la generación anual proyectada.

3.4.1.5 Capacidad de prestar control de frecuencia

Como ya se explicó, solo las centrales con embalse pueden prestar de manera efectiva y confiable el servicio de control de frecuencia.

Dicha capacidad de prestar el control de frecuencia no cambia si el proyecto es ejecutado dentro de balance o bajo Project Finance. Para la modelación financiera se considera que la planta no puede prestar el servicio de control de frecuencia.

3.4.1.6 Vida útil

Una central hidroeléctrica puede operar por 50 años o más. Sin embargo, para efectos del análisis financiero se considera un periodo de operación de 30 años.

3.4.1.7 Precisiones y aclaraciones sobre las variables técnicas

La selección de las variables técnicas anteriores es una simplificación que permite obtener las variables mínimas requeridas para correr el modelo financiero. Hay otras variables técnicas que afectan los costos o ingresos de una central, pero que en este estudio se consideran incluidas en otras variables como el CAPEX y el OPEX.

El tipo de central (con embalse o a filo de agua) tiene implicaciones muy importantes sobre la estrategia comercial y flexibilidad operativa de una planta hidroeléctrica.

Una central con embalse puede acumular agua cuando los precios de energía en el mercado “spot” están bajos y venderla más adelante cuando el precio en el mercado “spot” sea más alto. Una central a filo de agua no tiene esta flexibilidad, ya que solo puede generar cuando los caudales de agua son superiores a un mínimo técnico. En las temporadas de sequía (cuando el precio “spot” tiende a ser más alto) las centrales a filo de agua no pueden generar y por lo tanto no pueden percibir ingresos por venta de energía en el mercado “spot”. Esta diferencia operativa las obliga a buscar contratos de venta de energía tipo pague lo contratado.

3.4.2 Variables asociadas al desarrollo y la construcción

Las variables asociadas al desarrollo y la construcción del proyecto determinan los costos de la inversión y dependen de las características y especificaciones técnicas de la central, y del esquema de contratación seleccionado por el dueño del proyecto para la ejecución de los trabajos.

3.4.2.1 Periodo de construcción

El periodo de construcción depende del tamaño y las características técnicas de la central, de las particularidades del sitio donde se construirá y, en cierto grado, del mecanismo de contratación utilizado.

Una central con grandes obras de infraestructura y de acceso difícil tendrá un periodo de construcción mayor que una central con obras de infraestructura más pequeñas y que esté ubicada cerca de buenas vías de acceso y líneas de transmisión.

Por otro lado, proyectos ejecutados bajo la modalidad EPC pueden resultar un poco más cortos porque los diseños se pueden ajustar más rápidamente a condiciones de sitio no previstas o cambiantes.

No obstante, para efectos de la modelación financiera se asumirá que el periodo de construcción no cambia si el proyecto es ejecutado dentro de balance o bajo Project Finance.

Para la modelación financiera se asumirá un periodo de construcción de cuatro años.

3.4.2.2 Costos de desarrollo y supervisión durante construcción

En la tabla 5 se indica que el promedio de los costos de desarrollo de un proyecto hidroeléctrico es del 9.2% del valor total de la inversión o CAPEX. En la tabla 6 el concepto Project Development incluye tanto los costos de desarrollo como los costos de supervisión durante la construcción.

De acuerdo con la experiencia del autor, en un esquema de desarrollo tradicional, de este 9% un 3% corresponde a los costos de desarrollo y el restante 6% a los costos de supervisión y administración durante la construcción.

Para la modelación financiera se considera que los costos de desarrollo bajo Project Finance son del 1% del CAPEX de un proyecto desarrollado dentro de balance, toda vez que en Project Finance los diseños para la contratación de los trabajos no se llevan al nivel de detalle que se requiere en un esquema dentro de balance, donde la ingeniería debe estar terminada para poder realizar la contratación de los trabajos.

Dentro del flujo de fondos de ambas alternativas de ejecución se considera que los costos de desarrollo se ejecutan en su totalidad el primer año de construcción. Lo anterior no se ajusta a la realidad, en especial para los proyectos ejecutados de manera tradicional, pero es una simplificación que se utiliza normalmente en la evaluación de proyectos de infraestructura en la etapa de cierre financiero.

Los costos de supervisión son mayores en el esquema tradicional de ejecución que bajo Project Finance porque el dueño del proyecto asume muchos más riesgos y toma un rol de coordinación y control que no asume, o por lo menos no en el mismo nivel que bajo un esquema de Project Finance.

Para un esquema de desarrollo bajo Project Finance se considera que el costo de supervisión y administración es un 2% del CAPEX de un proyecto ejecutado dentro de balance.

Los costos de desarrollo y supervisión se consideran capitalizables y por lo tanto sujetos a depreciación.

3.4.2.3 CAPEX

Al igual que el periodo de construcción, el CAPEX depende del tamaño y las características técnicas de la central, de las características del sitio donde se construirá y del mecanismo de contratación utilizado.

El mecanismo de contratación utilizado tiene un impacto significativo en el CAPEX y se presenta más adelante en este estudio como una variable independiente para la modelación financiera.

A partir de los rangos de CAPEX indicados en la tabla 4 para la construcción de proyectos hidroeléctricos, para la modelación financiera se consideró un CAPEX de 3,500 USD por kW instalado. El CAPEX se ejecutará en pesos y en dólares, siendo el componente en dólares el valor que se paga por la compra de los equipos electromecánicos importados.

El componente de CAPEX en pesos corresponde a la adquisición de predios, las obras civiles, el montaje de los equipos electromecánicos y los costos de supervisión, administración y desarrollo.

En la tabla 14 se presenta la distribución porcentual del CAPEX asumida para los conceptos indicados anteriormente si el proyecto es ejecutado dentro de balance.

Tabla 14. Distribución porcentual de los conceptos de CAPEX de construcción

Concepto	En balance	Project Finance
Porcentaje	Participación CAPEX (*)	Participación CAPEX (*)
Costos de desarrollo CF	3%	1%
Terrenos	2%	2%
Obras civiles	56%	56%
Compra de equipos	27%	27%
Montaje equipos	6%	6%
Supervisión y administración CF	6%	2%
Total	100%	94%

*CAPEX para un proyecto ejecutado dentro de balance

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la tabla anterior, para la modelación financiera se asume que el CAPEX de un proyecto ejecutado bajo Project Finance es 6% menor que el CAPEX del mismo proyecto si este se desarrolla dentro de balance.

Para el flujo de fondos durante la construcción se consideran los porcentajes de ejecución por año en pesos, que se muestran en la tabla 15.

Tabla 15. Porcentaje ejecución de fondos por año de construcción

Variable	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Ejecución anual costos de desarrollo	100%			
Ejecución anual terrenos	100%			
Ejecución anual obras civiles	20%	30%	35%	15%
Ejecución anual compra de equipos	20%	40%	40%	
Ejecución anual montaje de equipos			30%	70%
Ejecución anual supervisión y administración	25%	25%	25%	25%

Fuente: elaboración propia.

Para la modelación financiera se considera que no hay CAPEX de sostenimiento.

3.4.2.4 Método de contratación (prima ejecución EPC)

Como se indicó en secciones anteriores, para la construcción de las obras se pueden utilizar diferentes estrategias para la contratación de los trabajos. En el esquema tradicional el dueño

del proyecto adjudica múltiples contratos, mientras que en Project Finance se hace una contratación de todos los trabajos (obras civiles, equipos, etc.) con uno solo contratista bajo la figura de EPC a monto fijo.

En el caso de los contratos EPC el contratista asume la gran mayoría de los riesgos del proyecto y por lo tanto incluye en su precio el costo de los riesgos. Si el riesgo no se materializa, los fondos previstos dentro del precio para atender el riesgo se convierten en una utilidad adicional para el contratista.

Para la modelación financiera, y de acuerdo con lo indicado en la sección 0 de este documento, se asume una prima adicional del 20% para la ejecución del proyecto bajo un esquema EPC. Esta prima aplica sobre el valor de las obras civiles, la compra y el montaje de equipos.

Se asume que la prima por ejecución en EPC se ejecuta anualmente en los mismos porcentajes que las obras civiles.

3.4.3 Variables durante la operación

Para la modelación financiera se determinó que en la etapa de operación la única variable que se debe considerar es el OPEX.

3.4.3.1 OPEX

El OPEX no cambia si el proyecto se desarrolla dentro de balance o bajo Project Finance. De acuerdo con lo indicado en el numeral 2.12.5.6, para la modelación financiera se considera un costo anual de OPEX igual al 2.5% del CAPEX.

Para la modelación financiera el OPEX, para ambas alternativas de desarrollo (balance o bajo Project Finance), se calcula como un 2.5% del CAPEX si el proyecto se desarrolla dentro de balance.

3.4.4 Variables comerciales

Las variables comerciales corresponden a variables controladas por las condiciones del mercado de energía, así como de las decisiones estratégicas que cada generador toma para maximizar sus ingresos.

3.4.4.1 Precio de la energía de un PPA

El precio de energía de un PPA no cambia si el proyecto se desarrolla dentro de balance o bajo Project Finance.

Para la modelación financiera, y con base en el comportamiento de precios mostrados en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se considera un precio de energía de un PPA de 205 \$/kWh.

3.4.4.2 Porcentaje de energía vendida en PPA

Para la modelación financiera se considera que el 100% de la energía será vendida en PPA.

3.4.4.3 Precio de la energía vendida en bolsa

No se consideran ingresos por venta de energía en bolsa. Lo anterior, debido a que la central de estudio es a filo de agua y por lo tanto no es estratégicamente conveniente vender parte de la energía en el mercado “spot”.

3.4.4.4 Porcentaje de la energía vendida en bolsa

Toda la energía será vendida a través de un PPA.

3.4.4.5 Precio Cargo por Confiabilidad

Para la modelación financiera se considera que la compensación del Cargo por Confiabilidad es de 15.1 USD/MWh.

3.4.4.6 Venta certificados CER

Los ingresos por venta de certificados CER no cambian si el proyecto se desarrolla dentro de balance o bajo Project Finance. Para la modelación financiera no se consideran ingresos por venta de certificados CER.

3.4.5 Variables macroeconómicas

Para la modelación financiera las variables macroeconómicas consideradas son la tasa de inflación y la tasa de cambio. Ninguna de estas se modifica si el proyecto se desarrolla dentro de balance o bajo Project Finance.

3.4.5.1 Tasa de inflación anual Colombia y Estados Unidos

Para modelación financiera se asume una tasa de inflación constante de 3% anual para Colombia y de 2% para Estados Unidos.

3.4.5.2 Tasa de cambio

La tasa de cambio tiene un impacto significativo en la rentabilidad de un proyecto hidroeléctrico debido a que los equipos principales como las turbinas y los generadores no son producidos en Colombia y deben ser importados.

La tasa de cambio no se modifica si el proyecto se desarrolla dentro de balance o bajo Project Finance. Para efectos de este análisis se considera una tasa de cambio de 3,500 pesos/dólares y una depreciación nominal anual de 2.5%.

3.4.5.3 Impuestos, aranceles y beneficios tributarios

Los impuestos y aranceles juegan un papel preponderante en la rentabilidad de cualquier inversión, y en muchos casos, especialmente en proyectos de infraestructura altamente intensivos en capital, la estrategia tributaria es la que finalmente determina la viabilidad financiera del proyecto.

3.4.5.4 Impuesto de renta

El impuesto de renta es un impuesto directo del cual son responsable los contribuyentes que perciban ingresos susceptibles de incrementar su patrimonio.

El impuesto de renta es el impuesto más representativo para una empresa de generación de energía. Para la modelación financiera que se realiza en el presente documento se considera una tarifa de este impuesto del 30% durante toda la vida útil de la central.

La obligación de declarar y pagar el impuesto de renta no cambia si la central se construye dentro de balance o bajo Project Finance. Sin embargo, el impacto de este impuesto es muy diferente en el estado de resultados para cada uno de estos dos esquemas de desarrollo. Este punto se explicará en detalle en secciones posteriores.

3.4.5.5 Aranceles

En la actualidad, la gran mayoría de los equipos electromecánicos de un proyecto hidroeléctrico en Colombia son importados. El arancel que se paga por un determinado equipo depende del país de origen y de las características técnicas de cada equipo.

Para la modelación financiera se considera que el valor de los aranceles está incluido en el CAPEX de adquisición de equipos.

3.4.5.6 IVA durante la construcción y operación

Las empresas de generación de energía no realizan procesos de manufactura que requieran la compra de materias primas y la venta de producto terminado, por lo que el IVA en la etapa de operación tiene un impacto menor en la estructura de costos de la empresa.

El pago del IVA no cambia si el proyecto se desarrolla dentro de balance o bajo Project Finance. Para la modelación financiera en este documento se considera que el IVA está incluido en el CAPEX y el OPEX.

3.4.5.7 Otros impuestos

Para el presente análisis se considera que otros impuestos como el de Industria y Comercio y el $4 \times 1,000$ se encuentran incluidos dentro del OPEX y CAPEX del proyecto. En cualquier caso, estos impuestos no son diferentes si el proyecto se desarrolla dentro de balance o bajo Project Finance.

3.4.5.8 Beneficios tributarios Ley 1715 de 2014

Como parte de su estrategia frente al cambio climático, el Gobierno promulgó la Ley 1715 de 2014 (modificada y complementada por la Ley 2099 de 2021), mediante la cual se establecen una serie de beneficios tributarios para la construcción y operación de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía de carácter renovable.

En el marco de esta ley se consideran como proyectos hidroeléctricos de carácter renovable únicamente aquellos con una capacidad instalada de hasta 10 MW.

La Ley 1715 permite aplicar a cuatro beneficios tributarios: deducción especial del impuesto de renta, depreciación acelerada, exclusión de IVA en la adquisición de bienes y servicios y exclusión del gravamen arancelario. En la tabla 16 se presenta el alcance de cada uno de estos incentivos y las consideraciones para la modelación financiera.

Tabla 16. Beneficios Ley 1715

Incentivo	Alcance	Consideraciones para la modelación financiera
Deducción especial del impuesto de renta	En un periodo no mayor a 5 años el generador puede deducir hasta un 50% del valor total de la inversión realizada. El periodo de los 5 años comienza en el siguiente año gravable del año en que se efectúa la inversión. El valor máximo para deducir por año no puede ser superior al 50% de la renta líquida del generador antes de restar la deducción	No se considera para la modelación financiera
Depreciación acelerada	El generador puede utilizar una tasa de depreciación anual hasta de 33.33%. La tasa podrá ser variada anualmente por el generador previa comunicación a la DIAN	Se considerará depreciación acelerada a 5 años
Exclusión de IVA en la adquisición de bienes y servicios	Durante la etapa de construcción se puede aplicar la exclusión de pago de IVA para la compra de bienes y servicios adquiridos en Colombia y en el exterior. El beneficio aplica para el generador y para sus contratistas directos	Se considera incluido en el valor del CAPEX. La aplicación de este beneficio no cambia si el proyecto se desarrolla dentro de balance o bajo Project Finance
Exclusión del gravamen arancelario	Durante la etapa de construcción se puede aplicar a una exención del pago de los derechos arancelarios de importación de los insumos, materiales, maquinaria y equipos que no sean producidos por la industria nacional y que, por lo tanto, deben ser importados	Se considera incluido en el valor del CAPEX. La aplicación de este beneficio no cambia si el proyecto se desarrolla dentro de balance o bajo Project Finance

Fuente: elaboración propia.

Los beneficios tributarios de la Ley 1715 no son los únicos a los que puede aplicar un generador de energía en Colombia; también puede hacerlo con la Ley 1819 de 2016 para nuevas inversiones en Zonas de Afectación del Conflicto Armado (ZOMAC).

No obstante, para la modelación financiera del presente documento solo se consideran los beneficios tributarios de la Ley 1715 por ser la más representativa del sector de energía eléctrica y por las particularidades que implica la aplicación de otro tipo de beneficios.

Los incentivos de exclusión de IVA y aranceles de la Ley 1715 funcionan de la misma manera para proyectos desarrollados dentro de balance que para proyectos desarrollados bajo Project Finance.

Para la modelación financiera se considerará un escenario sin los beneficios de la Ley 1715 y un escenario con beneficios de la Ley 1715 para el impuesto de renta y la depreciación.

3.4.6 Variables financieras

A continuación, se presentan las definiciones de las variables financieras para la modelación.

3.4.6.1 Periodo de evaluación

Para la evaluación financiera se consideran 34 años de periodo de evaluación que corresponde a 4 años de construcción más 30 años de operación.

3.4.6.2 Valor terminal

Los métodos más utilizados para calcular el valor terminal de una empresa son el crecimiento perpetuo y el cálculo por múltiplos. Para la modelación financiera en este estudio se considera un valor terminal equivalente a cinco veces el EBITDA del año anterior al final del periodo de

evaluación. El valor terminal no cambia si el proyecto se hace dentro de balance o bajo Project Finance.

3.4.6.3 Estructura de capital

Para efectos de la modelación financiera se considera una estructura de capital en la que la deuda tiene una participación del 60% y los recursos propios (*equity*) del 40%.

La estructura de capital es una de las variables que se variará en el análisis de sensibilidad para determinar su impacto en la rentabilidad del proyecto.

3.4.6.4 Costos de los recursos propios (*equity*)

Para el cálculo del costo de los recursos propios se utiliza la fórmula:

Fórmula 8.

$$K_e = r_f + (r_m - r_f) \times \beta$$

β se calcula con la siguiente fórmula:

Fórmula 9.

$$\beta = \beta_u \times [1 + (1 - T) \times \phi]$$

Donde β_u corresponde a β desapalancado para el sector eléctrico en mercados emergentes, la variable T corresponde a la tasa impositiva del impuesto de renta y ϕ representa la estructura de capital (D/E).

De acuerdo con las bases de datos de Aswath Damodaran (s. f.), el beta desapalancado para el sector de energías renovables (Green & Renewable Energy) en mercados emergentes es de 0.67%.

Reemplazando en la fórmula se obtiene que:

Fórmula 10.

$$\beta = 0.67 \times \left[1 + (1 - 0.30) * \frac{40}{60} \right] = 0.98$$

Como tasa libre de riesgo (r_f) se considera 3% y como tasa de riesgo de mercado (r_m) se considera 10%, con lo que el costo de los recursos propios es de:

Fórmula 11.

$$K_e = 0.03 + (0.10 - 0.03) \times 0.98 = 15.74\%$$

3.4.6.5 Costo y plazo de la deuda

Existen múltiples alternativas de financiación para un proyecto de inversión y cada empresa o proyecto debe definir la estrategia de financiación más eficiente posible.

Para efectos de la modelación financiera en este documento se considera una tasa de interés de 10% efectivo anual sobre el 100% de la deuda adquirida. Se considera además un periodo de gracia de cuatro años correspondiente al plazo de construcción y una amortización anual de capital del 5%.

Como se indicó en secciones anteriores, un proyecto ejecutado bajo Project Finance conceptualmente debe tener una tasa de interés más alta que si el mismo proyecto se ejecutara dentro de balance, lo anterior debido a que en este último caso el colateral que respalda la deuda incluye otros activos y flujos de caja adicionales a los del proyecto. A pesar de lo

anterior, en la literatura consultada no se encontró información concluyente sobre el “spread” que existe entre las tasas de estos dos métodos de ejecución.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la modelación financiera de este documento se considera que la tasa de interés y el plazo son iguales para Project Finance y ejecución dentro de balance.

Se considera que los intereses durante la construcción son capitalizables y por lo tanto objeto de depreciación.

3.4.6.6 Weighted Average Cost of Capital (WACC)

A partir del costo de la deuda y los recursos propios se calcula el WACC, el cual será comparado con la tasa de retorno del inversionista.

Fórmula 12.

$$WACC = 15.74\% * 40\% + 10\% * 60\% = 12.30\%$$

3.4.6.7 Costos de transacción en Project Finance

Para incluir los efectos de los costos de transacción como la asesoría legal y los costos de estructuración del SPV se considera un sobrecosto del 5% sobre el 100% de la inversión, de acuerdo con lo encontrado por Gati (2008).

Los costos de transacción se consideran capitalizables y por lo tanto sujetos a depreciación.

Al igual que los costos de desarrollo, se asume que los costos de estructuración se pagan en su totalidad en el primer año de construcción.

3.4.6.8 Depreciación

Se consideran tres tipos de activos: terrenos, obras civiles y equipos electromecánicos. Los costos de desarrollo del proyecto, la supervisión y administración, prima por contratación bajo EPC y los costos del Project Finance se consideran obras civiles.

Para la modelación financiera se considerará un caso base de depreciación aplicando los beneficios de la Ley 1715, lo cual permite realizar una depreciación acelerada del valor total de los activos. Se contabiliza una depreciación acelerada en cinco años.

Para el análisis de sensibilidad (no aplicación beneficio Ley 1715) se considera una vida útil de 50 años para las obras civiles y de 20 años para los equipos electromecánicos.

En la modelación financiera se utiliza el método de depreciación de la línea recta.

3.5 Caso base y valores de las variables de estudio

Como caso base para el modelo financiero se consideraron los valores de las variables que se muestran en la tabla 17.

Tabla 17. Caso base. Variables y valores de las variables

Variable	Unidad	Variable de estudio	Valor igual CF y PF	Valor CF	Valor PF
Tasa de inflación anual Colombia	%	No	Sí	0.03	
Tasa de inflación anual Estados Unidos	%	No	Sí	0.02	
Tasa depreciación nominal anual COP/USD	%	No	Sí	0.025	
Tasa de cambio peso/dólar (TRM final de año 1)	COP/USD	-	Sí	3,500.00	
Capacidad instalada	MW	No	Sí	10.00	
Factor de planta	%	Sí	Sí	0.75	
Generación anual	MW/h-año	-	Sí	65,700.00	
Porcentaje energía firme	%	Sí	Sí	0.25	
Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad	MW/h-año	-	Sí	16,425.00	

(ENFICC)					
Capacidad de prestar control de frecuencia	S/N	No	Sí	No	
Vida útil	Años	No	Sí	30.00	
Periodo de construcción	Años	No	Sí	4.00	
Tenor CAPEX	USD/kW	Sí	Sí	3,500.00	
CAPEX (Overnight Total)	USD	-	No	35,000,000	40,775,000
Costos de desarrollo	%	No	No	0.03	0.01
Terrenos	%	No	Sí	0.02	0.02
Obras civiles	%	No	Sí	0.56	0.56
Compra de equipos	%	No	Sí	0.27	0.27
Montaje equipos	%	No	Sí	0.06	0.06
Supervisión y administración	%	No	No	0.06	0.02
Método de contratación (prima ejecución EPC)	%	Sí	No		0.20
OPEX anual (como porcentaje del CAPEX)	%	Sí	Sí	0.025	
Precio de la energía en PPA	\$/kWh	Sí	Sí	205.00	
Precio Cargo por Confiabilidad	USD/MWh	Sí	Sí	15.10	
Porcentaje impuesto de renta	%	Sí	Sí	0.30	
Beneficios tributarios - Ley 1715 de 2014	S/N	Sí	No	Si	Sí
Periodo de evaluación	Años	No	Sí	34.00	
Valor terminal (veces EBITDA periodo anterior)	Veces EBITDA	No	Sí	5.00	
Estructura de capital - equity	%	Sí	No	0.40	0.40
Estructura de capital - deuda	%	-	No	0.60	0.60
Costo de equity	%	No	No	0.1574	
Costo deuda	%	Sí	No	0.10	0.10
“Spread” por financiación bajo Project Finance	%	-	Si		0.00
Amortización anual de capital	%	Sí	Sí	0.05	
Costos de transacción en Project Finance	%	Sí	No		0.05
Depreciación obras civiles	Años	No	Sí	50	
Depreciación equipos	Años	No	Sí	20	
Depreciación acelerada (beneficio Ley 1715)	Años	No	Sí	5	
Pago de cuentas por pagar en días	Días	No	Sí	45	
Recaudo de cuentas por cobrar en días	Días	No	Sí	60	

Fuente: elaboración propia.

La columna “Variable de estudio” indica si la variable será posteriormente estresada para determinar su impacto en la tasa de retorno del inversionista.

En dicha columna el símbolo “-” indica que la variable se modela de manera indirecta porque su valor depende del valor de otra u otras variables, por ejemplo, el valor de la energía anual depende de la capacidad instalada y del factor de planta.

La columna “Valor igual CF y PF” indica si el valor de la variable es el mismo (sí) o diferente (no) en los dos esquemas de desarrollo. En el caso que el valor sea igual, este se presenta únicamente en la columna “Valor CF” y aplica tanto para el esquema Project Finance como para el esquema dentro de balance. Si el valor de la variable es diferente en los dos esquemas de desarrollo, el valor que se indica en la columna “Valor CF” corresponde al valor para el esquema dentro de balance, y el valor que se indica en la columna “Valor PF” corresponde al valor de la variable bajo un esquema de desarrollo Project Finance.

4. RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados de la modelación financiera del caso base y el análisis de sensibilidades.

4.1 Estado de resultados y tasa de retorno del inversionista para el caso base

El caso base de la modelación financiera corresponde al estado de resultados y el flujo de caja del inversionista que se obtiene corriendo el modelo financiero con el valor de las variables indicado en la tabla 17. Así las cosas, en el caso base la tasa de retorno del inversionista es 12.08% en el esquema de desarrollo dentro de balance y de 8.05% para el esquema bajo Project Finance.

Es importante destacar que el caso base considera la aplicación de los beneficios tributarios de la Ley 1715 tanto para el esquema dentro de balance como para el esquema Project Finance.

En el Apéndice A se presenta, en miles de millones, el estado de resultados y los flujos de caja bruto, libre y del inversionista para cada esquema de desarrollo para todo el periodo de evaluación (34 años).

La estructura del estado de resultados presentado en el Apéndice A es igual para ambos esquemas de desarrollo, con excepción del concepto “Ingreso por impuesto de renta no pagado”. Este concepto solo aplica para el esquema dentro de balance y representa un

“ingreso” para la empresa cuando se genera una pérdida contable que puede ser descontada para el cálculo del impuesto de renta de la totalidad de la empresa.

En el caso de Project Finance el concepto “Ingreso por impuesto de renta no pagado” no aplica porque la central opera como un Vehículo de Propósito Especial (SPV) que no tiene ingresos adicionales (no existen otras centrales) de los cuales se pueda descontar la pérdida contable.

Debido a lo anterior, en los años en que se presente una pérdida contable, en el modelo financiero, esta pérdida se considera como un ingreso adicional en el esquema dentro de balance y se incluye en el cálculo del flujo de caja del inversionista.

Como premisa de análisis, en la evaluación financiera del esquema dentro de balance se considera que los ingresos de las demás plantas son suficientemente altos para que la totalidad de la pérdida contable, registrada en el concepto “Ingreso por impuesto de renta no pagado”, se pueda descontar de estos ingresos, y en consecuencia disminuir la base del impuesto de renta para la empresa.

Como se puede observar en el Apéndice A, la Utilidad Operacional o EBITDA es igual para los dos esquemas de desarrollo durante todo el periodo de evaluación. En una revisión preliminar, lo anterior puede resultar sospechoso porque lo que se espera es que los esquemas tengan diferencias en el estado de resultados. Sin embargo, en una revisión más profunda la Utilidad Operacional o EBITDA, como su nombre lo indica, refleja el resultado económico de la empresa desde una perspectiva puramente operativa, antes de considerar los costos indirectos y la estrategia financiera de la empresa.

Otra forma de ver lo anterior es revisando la fórmula con que se obtiene el EBITDA, la cual es sencillamente el resultado de restar los costos operacionales de los ingresos operacionales, siendo este último el producto de la cantidad de la energía vendida por los precios de mercado, variables que no cambian con el esquema de desarrollo. Los costos operativos (OPEX) son iguales para los dos esquemas de desarrollo porque las características técnicas de la planta no dependen del esquema seleccionado por el inversionista.

4.2 Valor del CAPEX bajo los dos esquemas de desarrollo

Como se indicó anteriormente, algunos conceptos del CAPEX resultan ser mayores en un esquema de desarrollo que en el otro, por ejemplo, los costos de los diseños son más altos en el esquema dentro de balance porque bajo esta modalidad de desarrollo los diseños se llevan a un mayor nivel de detalle que cuando el proyecto se desarrolla bajo Project Finance. En el caso, por ejemplo, de los costos de estructuración sucede lo contrario, el esquema de Project Finance es más costoso porque se requiere la participación de un estructurador especializado y una asesoría legal más detallada que en el esquema dentro de balance.

Considerando el valor de las variables y las simplificaciones del presente estudio, el CAPEX total (Apéndice A) en el esquema Project Finance es de 151,774 millones de pesos, mientras que en el esquema dentro de balance es de 130,431 millones de pesos, lo que equivale a un 14% de sobre costo para el esquema Project Finance.

4.3 Flujo de caja bajo los dos esquemas de desarrollo

En la figura 20 se muestra el comportamiento del flujo de caja del inversionista en miles de millones de pesos para ambos esquemas de desarrollo durante los 34 años del periodo de evaluación.

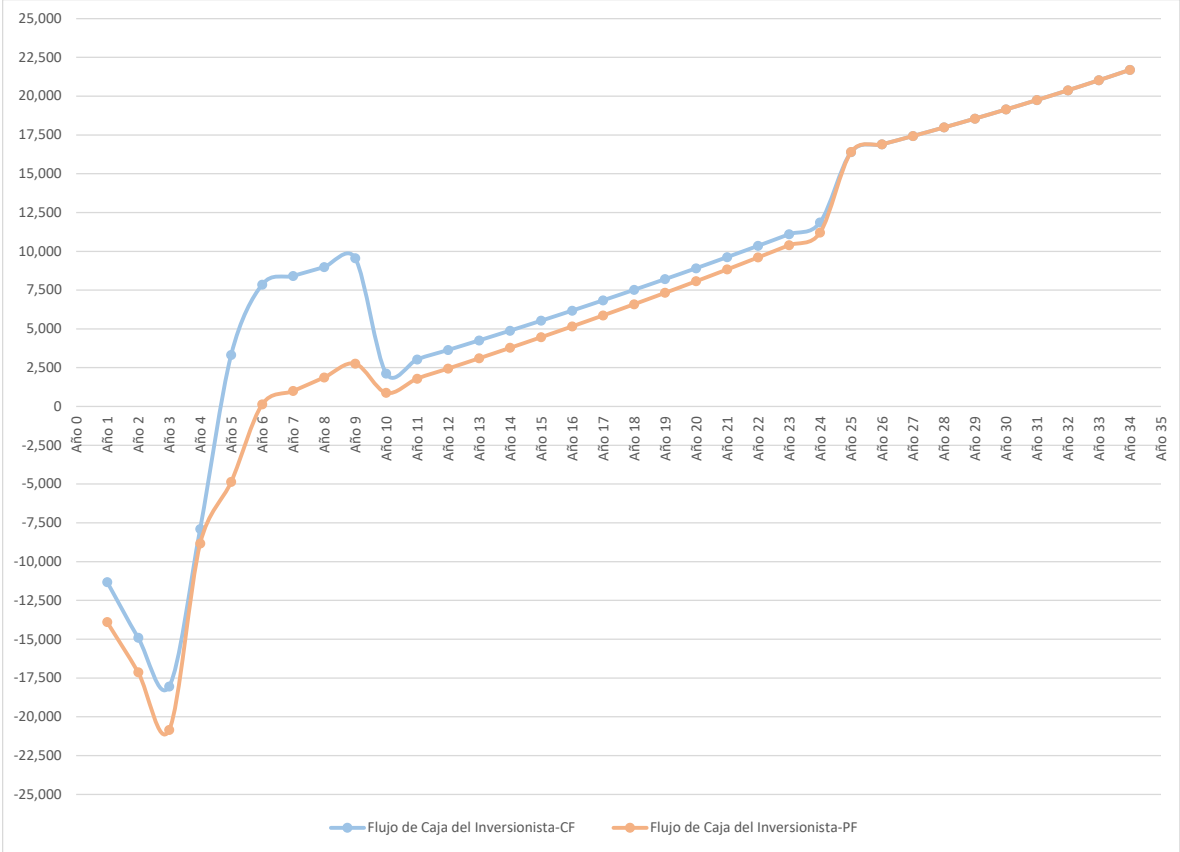


Figura 20. Caso base. Flujo de caja del inversionista bajo Project Finance y dentro de balance

Fuente: elaboración propia.

Como se puede ver, los flujos de caja del inversionista tienen un comportamiento similar en ambos esquemas de desarrollo.

El flujo de caja del inversionista es negativo en ambos esquemas durante la etapa de construcción, que corresponde a los cuatro primeros años del periodo de evaluación.

Durante la etapa de operación (a partir del año 5) el flujo del inversionista es negativo en el primer año para el esquema de Project Finance y de allí en adelante es positivo, mientras que en el esquema dentro de balance el flujo de caja del inversionista es positivo desde el primer año de operación.

Si bien los flujos de caja del inversionista tienen el mismo comportamiento durante todo el periodo de evaluación, entre los años 5 y 10 el flujo de caja del inversionista es considerablemente mayor en el esquema dentro de balance que en el esquema Project Finance.

Desde el año 10 y hasta el final del periodo de evaluación, el flujo de caja del inversionista es creciente en ambos esquemas de desarrollo, siendo ligeramente mayor en el esquema dentro de balance entre el año 10 y el año 25. El pequeño excedente que tiene el flujo de caja del inversionista en el esquema dentro de balance disminuye cada año a partir del año 10 hasta que en el año 26 el flujo de caja del inversionista es igual para ambos esquemas de desarrollo hasta el final del periodo de evaluación.

En ambos esquemas de desarrollo el flujo de caja del inversionista presenta un salto en el año 24, y a partir del año 25 regresa a una tasa de crecimiento anual similar a la registrada entre el año 10 y el año 24.

El comportamiento del flujo de caja del inversionista descrito anteriormente se explica en su mayor parte por la terminación de la etapa de construcción e inicio de la etapa de operación, el efecto que tiene la depreciación sobre el impuesto de renta, el pago de interés y la amortización anual de capital.

Como se puede observar en el Apéndice A, la depreciación tiene un efecto significativo sobre la utilidad antes de impuestos, a tal punto que al aplicar la depreciación acelerada que permite la Ley 1715 la utilidad después de impuestos es negativa en cada año que se utilice la depreciación acelerada, tanto para el esquema dentro de balance como para el esquema Project Finance.

Como se indicó antes, en un esquema dentro de balance tener una utilidad negativa permite (para la evaluación financiera de la planta en estudio) considerar las pérdidas contables como un flujo de caja positivo para el proyecto, porque si el proyecto no existiera, no sería posible descontar la pérdida contable de la planta en evaluación de las utilidades de las demás plantas de generación.

4.4 Efectos de la Ley 1715-Depreciación acelerada

Como se indicó antes, en el caso base (que incluye la aplicación de los beneficios de la Ley 1715) del esquema dentro de balance la tasa de retorno del flujo de caja del inversionista es de 12.08%. Por otro lado, si el modelo financiero se corre sin aplicar los beneficios de la Ley 1715 y en consecuencia la depreciación se hace a 50 años para las obras civiles y 20 años para los equipos electromecánicos, se obtiene que la tasa de retorno del flujo de caja del inversionista es de tan solo 10.05%.

En el caso de Project Finance, la aplicación de la depreciación acelerada también tiene un efecto significativo sobre la utilidad después de impuestos, pero a diferencia del esquema de desarrollo dentro de balance, la utilidad negativa no se puede aprovechar en su totalidad en la reducción del impuesto de renta porque no existen otras plantas con utilidades positivas de las que se pueda descontar la utilidad negativa de la planta en estudio. De hecho, la aplicación de

la depreciación acelerada en el caso de Project Finance disminuye la tasa de retorno del inversionista, la cual, como se indica en la tabla 18, es de 8.05% con la aplicación de la depreciación acelerada a 5 años, y de 8.50% si la depreciación se hace a 50 años para las obras civiles y 20 años para los equipos electromecánicos.

En la siguiente tabla se presentan las tasas de retorno para cada esquema de desarrollo, aplicando y no aplicando los beneficios tributarios que permite la Ley 1715.

Tabla 18. Tasa de retorno del inversionista y los efectos de los beneficios de la Ley 1715

	Con beneficios Ley 1715	Sin beneficios Ley 1715
Esquema dentro de balance	12.08%	10.05%
Esquema Project Finance	8.05%	8.50%

Fuente: elaboración propia.

El efecto negativo de la depreciación acelerada en la tasa de retorno del inversionista en el esquema de Project Finance se debe a que el beneficio de no pagar impuesto de renta en los 5 años que se aplica la depreciación acelerada es menor que el efecto de depreciar (con su respectivo efecto sobre el impuesto de renta) a 50 años para las obras civiles y 20 años para los equipos electromecánicos.

En la figura 21 se muestra el flujo de caja del inversionista del caso base, la depreciación del periodo y la amortización de capital para ambos esquemas, considerando una depreciación acelerada a 5 años como lo permite la Ley 1715.

Como se puede observar en la siguiente figura, los altos niveles del flujo de caja del inversionista entre los años 5 y 10 corresponden al periodo de depreciación acelerada. Una

vez se alcanza el 100% de la depreciación en el año 10, el flujo de caja del inversionista disminuye y la diferencia entre el flujo de caja del inversionista entre ambos esquemas de desarrollo se reduce año a año, hasta el año 25, fecha a partir de la cual el flujo de caja del inversionista es igual para ambos esquemas de desarrollo. Lo anterior se debe a que en el año 25 se amortiza el 100% del capital de la deuda, y, en consecuencia, se dejan de pagar intereses.

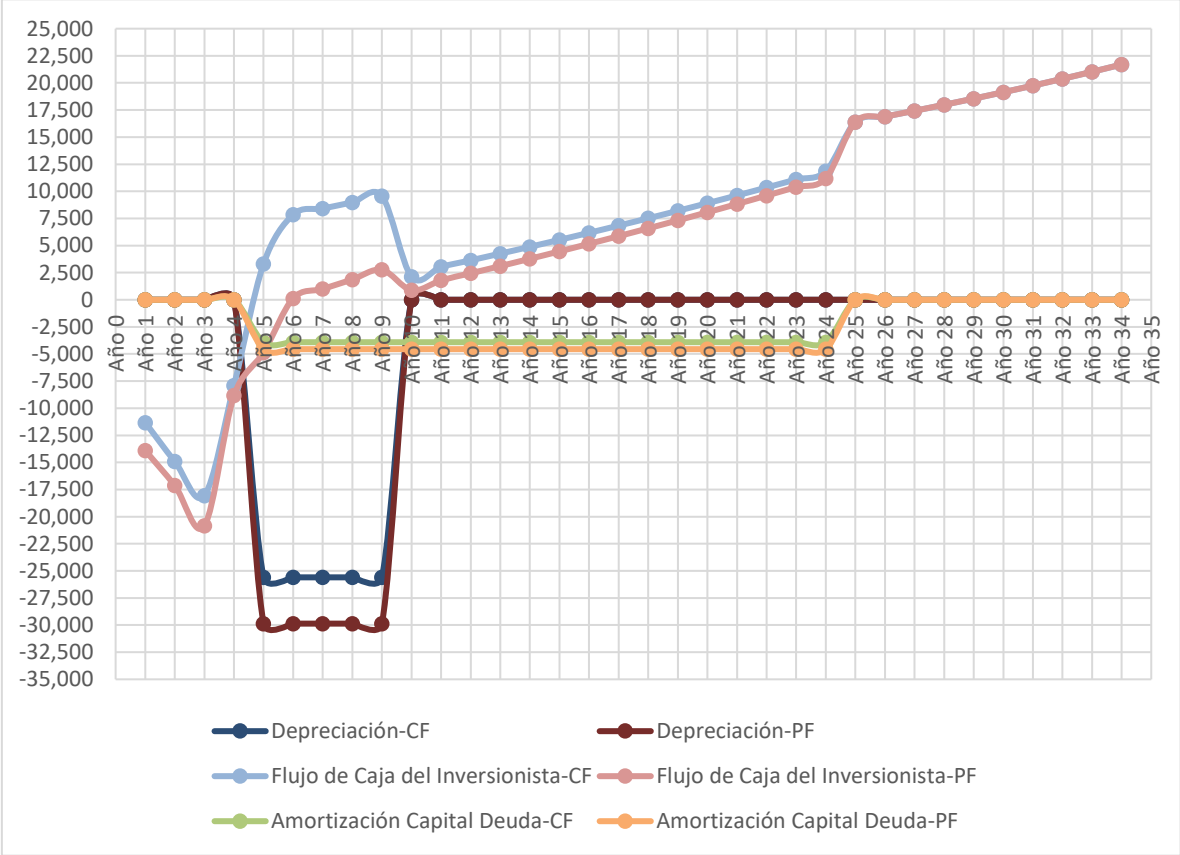


Figura 21. Flujo de caja del inversionista del caso base, la depreciación del periodo y la amortización de capital. Esquemas Project Finance y dentro de balance

Fuente: elaboración propia.

4.5 Análisis de sensibilidad

En la columna “Variable de estudio” de la tabla 17 se identifican con la palabra “sí” las variables que se estresarán para determinar su impacto en el flujo de caja del inversionista.

Para el esquema de desarrollo dentro de balance se estresarán todas las variables cuyo comportamiento no cambia si el proyecto se desarrolla dentro de balance o bajo Project Finance, y que tienen la palabra “sí” en la columna “Valor igual CF y PF” de la misma tabla.

Para el caso de Project Finance solo se estresarán las variables que cambian cuando el proyecto se desarrolla bajo este esquema, y que tienen la palabra “no” en la columna “Valor igual CF y PF” de la tabla 17.

Como metodología de análisis cada variable será estresada de manera independiente y se evaluará el impacto sobre la tasa de retorno del flujo de caja del inversionista.

Para estresar cada variable su valor se variará entre un 80% y un 120% del valor del caso base indicado en las columnas “Valor CF” y Valor PF” de la tabla 17.

4.5.1 Esquema dentro de balance

En la tabla 19 y la figura 22 se presenta el resultado del análisis de estrés para el esquema dentro de balance considerando la aplicación del beneficio de la Ley 1715.

En la tabla 19 los valores en color rojo corresponden a la tasa de retorno del flujo de caja del inversionista para cada variable estresada en el porcentaje, indicado en color azul en la misma tabla.

Se debe tener presente que el análisis de estrés se hace de manera individual para cada variable, por ejemplo, cuando la variable “Tenor CAPEX” se estresa al 80% del valor del caso base, la tasa de retorno del flujo de caja del inversionista es de 15.68%, manteniendo el valor

de las demás variables igual al caso base. Debido a lo anterior, en la columna 100% todas las variables registran una tasa de retorno de 12.08%.

Tabla 19. Análisis de estrés. Esquema de desarrollo dentro de balance. Aplican beneficios Ley 1715

Variable	Tasa de retorno (%) del flujo de caja del inversionista Porcentaje de la variable con relación a su valor en el caso base								
	80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
Tenor CAPEX	15.68	14.66	13.73	12.87	12.08	11.34	10.66	10.01	9.41
Factor de planta	8.84	9.69	10.51	11.30	12.08	12.83	13.56	14.28	14.99
Precio de la energía en PPA	9.10	9.88	10.63	11.36	12.08	12.78	13.46	14.13	14.79
Costo deuda	12.82	12.63	12.44	12.26	12.08	11.90	11.72	11.55	11.38
OPEX anual	12.74	12.58	12.41	12.24	12.08	11.91	11.74	11.57	11.40
Estructura de capital - equity	12.81	12.61	12.42	12.24	12.08	11.92	11.78	11.64	11.51
Porcentaje energía firme	11.85	11.91	11.96	12.02	12.08	12.13	12.19	12.25	12.30
Precio Cargo por Confiabilidad	11.85	11.91	11.96	12.02	12.08	12.13	12.19	12.25	12.30
Amortización anual de capital	12.31	12.24	12.17	12.11	12.08	12.00	11.95	11.91	11.88
Porcentaje impuesto de renta	12.08	12.08	12.08	12.08	12.08	12.08	12.08	12.07	12.07

Fuente: elaboración propia.

En la figura 22 se puede observar que todas las líneas pasan por el punto (100%, 12.08%) que corresponde al caso base del esquema dentro de balance, para el cual la tasa de retorno del flujo de caja del inversionista es de un 12.08% cuando el valor de todas las variables indicadas en la columna “Valor CF” tienen el valor del caso base.

Como se puede observar entonces, las variables “Tenor CAPEX”, “Factor de planta”, y “Precio de la energía en PPA” de la tabla 19, tienen un impacto sobre la tasa de retorno significativamente mayor que las otras variables. Por ejemplo, una reducción del 20% del tenor de CAPEX puede aumentar la tasa de retorno en casi 4%, mientras que una reducción del 20% en la amortización anual de capital tan solo aumenta la tasa de retorno en 0.23%.

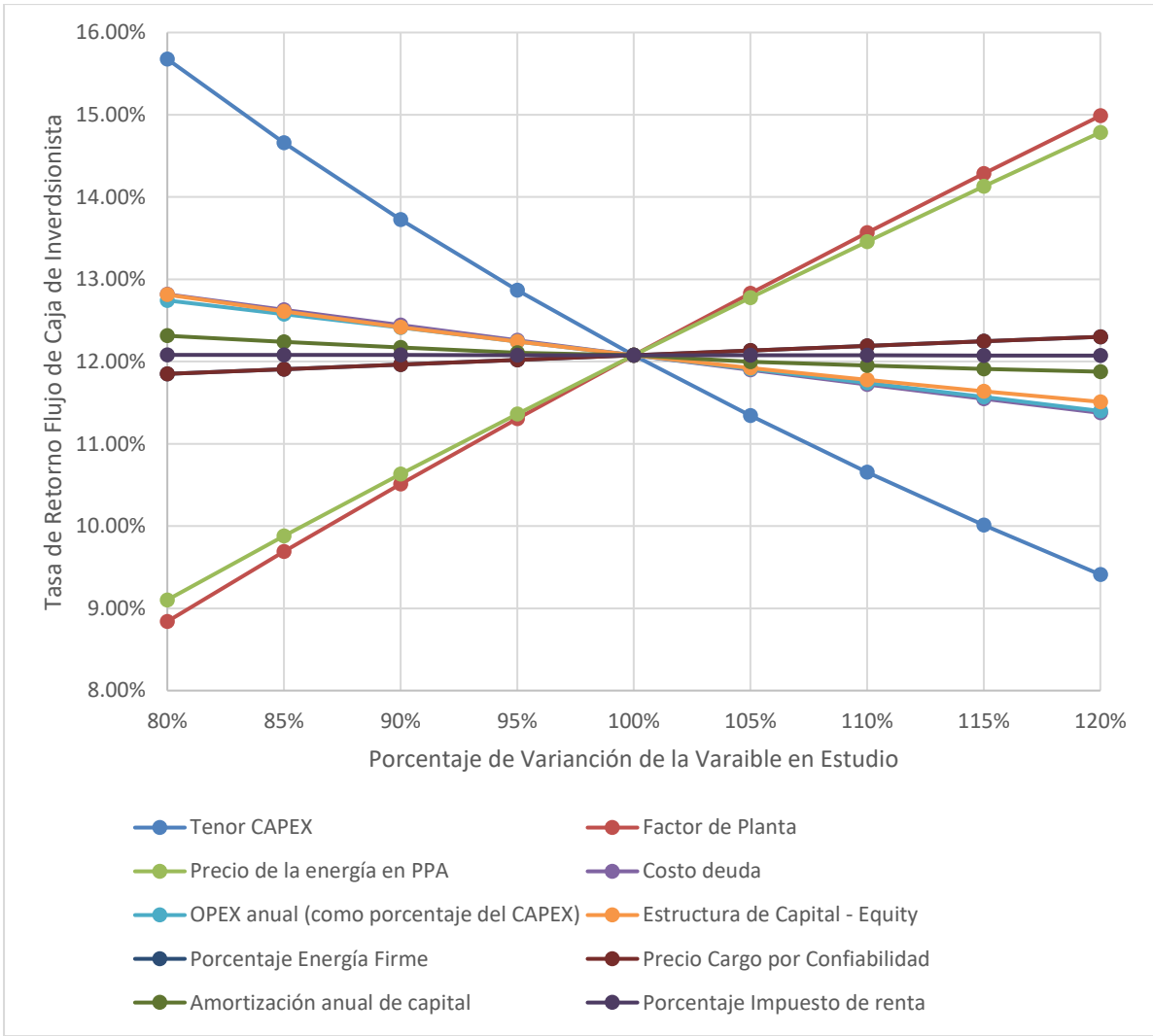


Figura 22. Análisis de estrés-Eschema de desarrollo dentro de balance-Aplican beneficios Ley 1715

Fuente: elaboración propia.

Para cuantificar el impacto de cada variable sobre la tasa de retorno se calculan las pendientes de las líneas de la figura 22 y se comparan entre sí. En la tabla 19 se hace esta comparación encontrando, por ejemplo, que la variable “Tenor CAPEX” tiene un impacto sobre la tasa de retorno del flujo de caja del inversionista 14.2 veces mayor que el impacto que tiene la variable “Amortización anual de capital”.

Se aclara que en la siguiente tabla (tabla 20) no se incluye la variable “Porcentaje impuesto de renta” porque su impacto sobre la tasa de retorno (considerando la aplicación a los beneficios de la Ley 1715) es tan bajo que distorsiona la comparación con las demás variables.

Tabla 20. Caso base-Eschema de desarrollo dentro de balance-Impacto de cada variable sobre la tasa de retorno del inversionista

Variable	Impacto sobre TIR (número de veces)
Tenor CAPEX	14.2
Factor de planta	14.0
Precio de la energía en PPA	12.9
Costo deuda	3.3
OPEX anual (como porcentaje del CAPEX)	3.1
Estructura de capital - equity	3.0
Porcentaje energía firme	1.0
Precio Cargo por Confiabilidad	1.0
Amortización anual de capital	1.0

Fuente: elaboración propia.

Es importante destacar que las dos primeras variables con mayor impacto sobre la tasa de retorno (tenor CAPEX y factor de planta) son variables técnicas que dependen del sitio donde se construirá la central y de las especificaciones técnicas de las obras y los equipos.

La tercera variable con mayor impacto sobre la tasa de retorno (precio de la energía en PPA) es una variable comercial que depende de las expectativas de precios del mercado de energía.

Las siguientes tres variables en grado de impacto sobre la tasa de retorno tienen prácticamente el mismo efecto sobre la rentabilidad. El costo de la deuda y la estructura de capital-*equity* son variables financieras que dependen de las condiciones del mercado de capitales y, en buena medida, del nivel de riesgo del proyecto.

4.5.2 Esquema Project Finance

En la tabla 21 y la figura 23 se presenta el resultado del análisis de estrés del esquema de desarrollo bajo Project Finance sin aplicar a los beneficios de la Ley 1715.

Al igual que en el numeral anterior, cada variable fue estresada de manera independiente y se evaluó el impacto sobre la tasa de retorno del flujo de caja del inversionista. En la siguiente tabla los valores en color rojo corresponden a la tasa de retorno del flujo de caja del inversionista para cada variable estresada en el porcentaje indicado en color azul.

Tabla 21. Análisis de estrés-Esquema de desarrollo Project Finance

Variable	Tasa de retorno (%) del flujo de caja del inversionista Porcentaje de la variable con relación a su valor en el caso base								
	80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
Costo de deuda	9.05	8.91	8.78	8.64	8.50	8.36	8.22	8.08	7.94
Porcentaje impuesto de renta	8.86	8.77	8.68	8.59	8.50	8.41	8.32	8.22	8.13
Método de contratación (prima ejecución EPC)	8.81	8.73	8.65	8.58	8.50	8.43	8.35	8.28	8.21
Estructura de capital - equity	8.69	8.64	8.60	8.55	8.50	8.46	8.41	8.36	8.32
Costos de transacción en Project Finance	8.58	8.56	8.54	8.52	8.50	8.48	8.46	8.44	8.42

Fuente: elaboración propia.

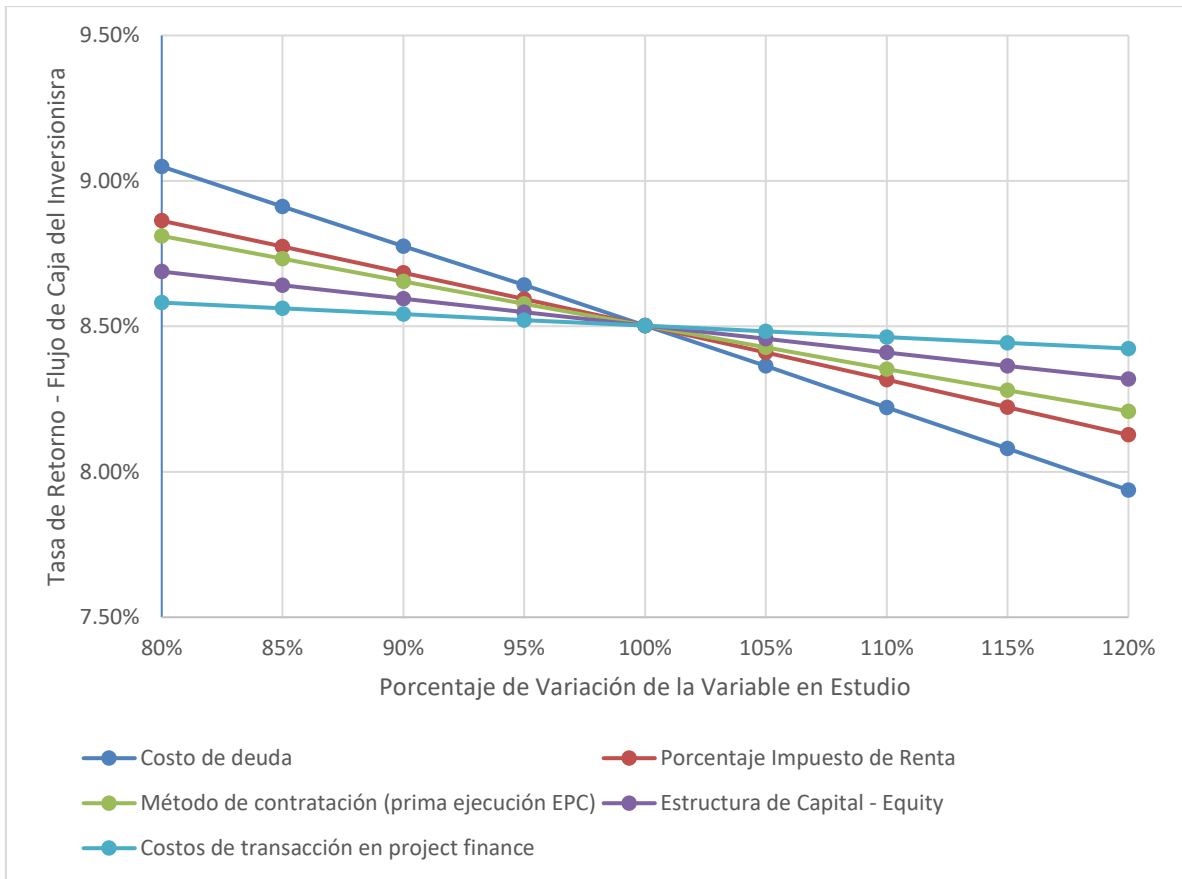


Figura 23; Error! Marcador no definido.. Análisis de estrés-Eschema de desarrollo Project Finance

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar, la variable “Costo de deuda” (tabla 21 y figura 23) es la variable que tiene un mayor impacto en la tasa de retorno del inversionista para el esquema de Project Finance sin aplicar los beneficios de la Ley 1715.

Al igual que en el caso anterior, para estimar el impacto de cada variable sobre la tasa de retorno se calculan las pendientes de las líneas de la figura 23 y se comparan entre sí. En la tabla 22 se hace esta comparación encontrando, por ejemplo, que la variable “Costo de deuda” tiene un impacto siete veces mayor sobre la tasa de retorno que la variable “Transacción en Project Finance”.

Tabla 22. Esquema de desarrollo Project Finance sin considerar los beneficios de la Ley 1715- Impacto de cada variable sobre la tasa de retorno del inversionista

Variable	Impacto sobre TIR (número de veces)
Costo de deuda	7.0
Porcentaje impuesto de renta	4.7
Método de contratación (prima ejecución EPC)	3.8
Estructura de capital - equity	2.3
Costos de transacción en Project Finance	1.0

Fuente: elaboración propia.

4.5.3 Análisis de sensibilidad y aplicación beneficios Ley 1715

La variable “Beneficios tributarios-Ley 1715 de 2014” ya fue parcialmente analizada en las secciones anteriores, concluyendo que tiene un impacto significativo en el retorno del flujo de caja del inversionista, incrementándolo en 2.03% para el caso del esquema dentro de balance y disminuyéndolo en 0.45% en el caso de Project Finance.

Como análisis complementario, en esta sección se compara la sensibilidad de las variables con o sin la aplicación a los beneficios de la Ley 1715.

En la tabla 19 y la figura 22, descritas en secciones anteriores, se presenta el análisis de estrés del esquema dentro de balance considerando que se aplica a los beneficios de la Ley 1715.

En la tabla 23 y la figura 24 se presenta el análisis de estrés del esquema dentro de balance, pero esta vez considerando que no se aplica a los beneficios de la Ley 1715.

Tabla 23. Análisis de estrés. Esquema de desarrollo dentro de balance. Sin beneficios Ley 1715

Variable	Tasa de retorno (%) del flujo de caja del inversionista									
	Porcentaje de la variable con relación a su valor en el caso base									
	80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%	
Tenor CAPEX	13.19	12.30	11.48	10.74	10.05	9.42	8.82	8.27	7.75	
Factor de planta	7.26	7.99	8.70	9.38	10.05	10.70	11.34	11.97	12.59	
Precio de la energía en PPA	7.49	8.15	8.80	9.43	10.05	10.66	11.25	11.83	12.41	
Costo deuda	10.62	10.47	10.33	10.19	10.05	9.92	9.78	9.65	9.51	
OPEX anual	10.63	10.48	10.34	10.20	10.05	9.91	9.76	9.62	9.47	
Estructura de capital - equity	10.42	10.32	10.23	10.14	10.05	9.97	9.89	9.82	9.75	
Porcentaje energía firme	9.85	9.90	9.95	10.00	10.05	10.10	10.15	10.20	10.25	
Precio Cargo por Confiabilidad	9.85	9.90	9.95	10.00	10.05	10.10	10.15	10.20	10.25	
Amortización anual de capital	10.17	10.13	10.09	10.06	10.05	10.00	9.98	9.96	9.95	
Porcentaje impuesto de renta	10.49	10.38	10.27	10.16	10.05	9.94	9.83	9.72	9.60	

Fuente: elaboración propia.

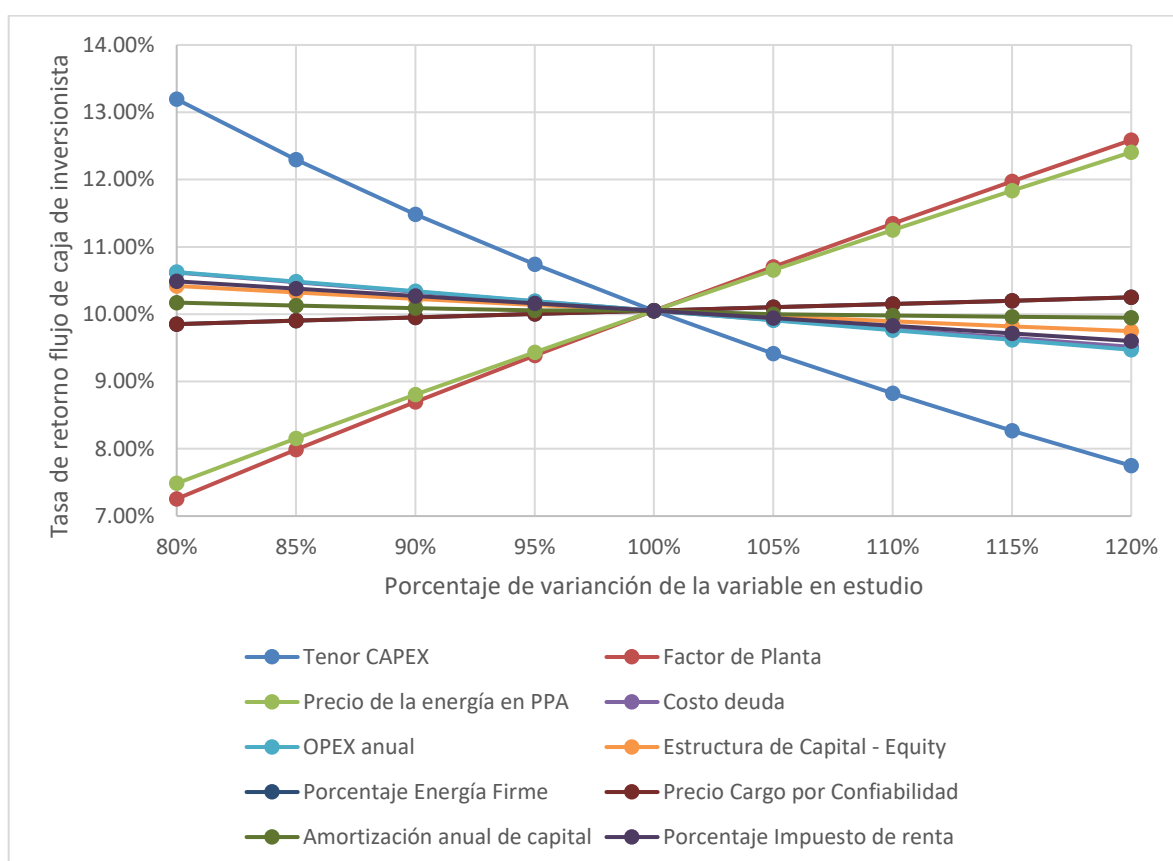


Figura 24; Error! Marcador no definido.. Análisis de estrés-Eschema de desarrollo dentro de balance-Sin beneficios Ley 1715

Fuente: elaboración propia.

Al comparar los resultados del análisis de estrés de las tablas 19 y 23 se observa que al estresar una variable su efecto sobre la tasa de retorno es mayor cuando en el modelo se consideran los beneficios de la Ley 1715. Por ejemplo, si la variable “Tenor CAPEX” se estresa en un 0.80%, la tasa de retorno, en el caso que se aplique a los beneficios de la Ley 1715, pasa de 12.08% a 15.68%, es decir, un incremento de 3.60%, mientras que si en el modelo no se consideran los beneficios de la Ley 1715 y la variable “Tenor CAPEX” se estresa en un 0.80%, la tasa de retorno pasa de 10.05% a 13.19%, lo que significa un incremento de 3.14%.

El anterior comportamiento, mayor impacto en la tasa de retorno al estresar una variable cuando se consideran los beneficios de la Ley 1715, se repite para todas las variables de estudio, salvo para la variable “Porcentaje impuesto de renta”, la cual tiene un impacto cercano a 0 sobre la tasa de retorno cuando se aplican los beneficios de la Ley 1715.

Otra comparación que se puede hacer es identificar la variación del impacto entre variables si se considera o no la aplicación de los beneficios de la Ley 1715. Esta comparación se hace en la tabla 24, donde se presenta el impacto de cada variable expresado como el número de veces del impacto de la variable con el menor impacto. Se debe recordar que el impacto se calcula como la relación entre la pendiente de cada variable en las figuras 22 y 24 y la pendiente en estas mismas figuras de la variable con el menor impacto sobre la tasa de retorno del inversionista.

Tabla 24. Esquema dentro de balance-Aplicación beneficios Ley 1715-Efecto sobre el nivel de impacto entre variables

Variable	Impacto sobre TIR (número de veces)
----------	-------------------------------------

	Con Ley 1715	Sin Ley 1715
Tenor CAPEX	14.2	24.0
Factor de planta	14.0	23.6
Precio de la energía en PPA	12.9	21.8
Costo deuda	3.3	4.9
OPEX anual (como porcentaje del CAPEX)	3.1	5.1
Estructura de capital - equity	3.0	3.0
Porcentaje energía firme	1.0	1.8
Precio Cargo por Confiabilidad	1.0	1.8
Amortización anual de capital	1.0	1.0

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la tabla anterior, la variación del impacto entre variables es mucho mayor cuando no se aplican los beneficios de la Ley 1715.

4.5.4 Análisis de sensibilidad y variables estresadas indirectamente

El símbolo “–” en la columna “Variable de estudio” de la tabla 17 indica que la variable se estresa de manera indirecta al estresar otras variables. Sobre este tipo de variables es importante precisar lo siguiente.

4.5.4.1 Tasa de cambio peso/dólar

Como se concluyó en el numeral 4.5.1, la variable “Tenor CAPEX” es la variable que mayor impacto tiene sobre la tasa de retorno del inversionista. La tasa de cambio está directamente asociada con el CAPEX de una central hidroeléctrica porque, como se dijo antes, los equipos electromecánicos son en su mayoría importados, por lo que la tasa de cambio juega un papel muy importante sobre el CAPEX de los equipos electromecánicos.

El caso base considera una tasa de cambio de 3,500 COP/USD con una tasa de retorno del inversionista de 12.08% en el caso de desarrollo dentro de balance. Si la tasa de cambio se

modifica por ejemplo a 2,500 COP/USD la tasa de retorno aumenta a 17.30%, lo que corresponde a un aumento significativo para el inversionista.

4.5.4.2 Costo de la deuda “spread” por financiación en Project Finance

El “spread” que pueda tener el costo de la deuda bajo Project Finance no se modela en este estudio de manera independiente, porque de forma implícita se modela en la variable denominada “Costo deuda”.

En secciones anteriores se concluyó que el costo de la deuda es la cuarta viable con mayor impacto sobre la tasa de retorno del inversionista después de las variables técnicas “Tenor CAPEX” y “Factor de planta”, y la variable comercial “Precio de la energía en PPA”.

4.5.5 Tasas de retorno obtenidas y el WACC

De acuerdo con lo calculado en la sección 3.4.6.6, el WACC para una empresa de energías renovables en mercados emergentes es en promedio de 12.30%, mientras que las tasas de retorno del inversionista obtenidas para la central evaluada en el presente documento fueron de 12.08% (con beneficios Ley 1715) y 10.05 (sin beneficios Ley 1715) para el esquema de desarrollo dentro de balance y de 8.05% (con beneficios Ley 1715) y 8.50% (sin beneficios Ley 1715) para el esquema de desarrollo bajo Project Finance.

La anterior comparación es tan solo indicativa, dadas las simplificaciones y estimaciones genéricas del modelo financiero construido en el presente estudio, sin embargo, es importante señalar que el retorno para el caso del esquema de desarrollo dentro de balance con beneficios tributarios de la Ley 1715 es muy cercano al WACC estimado en la sección 3.4.6.6.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las características técnicas y operativas de una central hidroeléctrica como la capacidad instalada, el factor de planta y el precio de la energía no cambian si el proyecto se desarrolla dentro de balance o bajo Project Finance. Esta primera conclusión, que puede resultar un tanto obvia, es muy importante en la estructuración de proyectos de inversión porque claramente independiza las decisiones técnicas de las decisiones financieras, y le permite al inversionista focalizar sus esfuerzos en las actividades con mayor impacto sobre la tasa de retorno del proyecto.

Considerando el valor de las variables y las simplificaciones utilizadas en el presente estudio, el esquema de desarrollo dentro de balance genera una mayor tasa de retorno para el inversionista en la construcción y operación de una central hidroeléctrica de 10 MW. El esquema dentro de balance arroja una tasa de retorno para el inversionista de 12.08% considerando los beneficios tributarios de la Ley 1715, mientras que el esquema Project Finance tiene una tasa de retorno de tan solo 8.05% considerando los beneficios tributarios de la Ley 1715.

A pesar de los ahorros que ofrece el esquema de Project Finance en actividades como los diseños y la supervisión durante construcción, el CAPEX total en este esquema resulta ser mayor que si el proyecto se desarrollara dentro de balance. Considerando el valor de las variables del presente estudio, el CAPEX bajo Project Finance es un 14% mayor que si el proyecto se hiciera dentro de balance.

En el modelo financiero construido, durante los primeros 5 años de operación el flujo de caja del inversionista es significativamente mayor en el esquema balance que bajo Project Finance. Esta diferencia se debe a que en los 5 primeros años de operación se realiza la depreciación acelerada de los activos que permite la Ley 1715. En el esquema de desarrollo dentro de balance la depreciación acelerada genera una utilidad negativa en la central en estudio, esta utilidad negativa reduce a su vez la utilidad de la toda la empresa (considerando que hay otras centrales en operación), y, en consecuencia, la base para el cálculo del impuesto de renta. En el caso de Project Finance las utilidades negativas llevan a que en el periodo de aplicación de la depreciación acelerada no se genere impuesto de renta, pero el excedente negativo de la utilidad no se puede descontar de otros ingresos.

Una vez terminado el periodo de depreciación acelerada el flujo de caja del esquema dentro de balance continúa siendo mayor que bajo Project Finance, pero la diferencia entre los dos flujos es mucho menor que en el periodo de depreciación acelerada, y cada año la diferencia se reduce aún más, a tal punto que, a partir del año 24 (20 años de operación) el valor de los flujos de caja se iguala para los dos esquemas de desarrollo. El comportamiento entre el año 10 (fecha en que termina la depreciación acelerada) y el año 24 se debe a que el pago de intereses y capital en el esquema Project Finance es mayor que en el esquema dentro de balance porque el valor del CAPEX en Project Finance es mayor. En el año 24 (20 años de operación) se termina de pagar la deuda, y, como consecuencia, a partir de esa fecha, el flujo de caja del inversionista es igual en ambos esquemas de desarrollo.

Gracias a la aplicación de los beneficios tributarios de la Ley 1715, y particularmente de la depreciación acelerada, en el esquema de desarrollo dentro de balance el inversionista recibe

un importante flujo de caja en los primeros años de operación, lo cual se ve reflejado en una mayor tasa de retorno que la que ofrece el esquema de Project Finance.

En el caso de Project Finance, la aplicación de la depreciación acelerada disminuye la tasa de retorno del inversionista porque es más favorable reducir la base de impuesto de renta durante la operación de la central (las obras civiles se deprecian a 50 años y los equipos a 20) que depreciar aceleradamente en los 5 primeros años.

Existen múltiples variables que controlan la tasa de retorno en un proyecto hidroeléctrico, considerando el valor de las variables y las simplificaciones utilizadas en el presente estudio, se encontró que las variables técnicas “Tenor CAPEX” y “Factor de planta”, y la variable comercial “Precio de la energía en PPA” son las que mayor impacto tienen sobre la tasa de retorno del inversionista. La cuarta variable con mayor impacto sobre la tasa de retorno es la variable financiera “Costo de deuda”, pero el impacto en la rentabilidad de esta última variable es sensiblemente menor que el impacto que tienen las otras tres variables, por ejemplo, la variable “Tenor CAPEX” tiene un impacto sobre la tasa de retorno 4.3 veces mayor que la variable “Costo de deuda”, pero tan solo 1.10 veces que la variable “Precio de la energía en PPA”.

Como se indicó arriba, el CAPEX es la variable con mayor impacto sobre la tasa de retorno. En este sentido, los esquemas dentro de balance con ejecución tradicional (varios contratistas) son mucho más riesgosos porque pequeños cambios en el CAPEX pueden afectar significativamente la tasa de retorno del inversionista. En el caso de Project Finance, con un esquema de contratación EPC y un solo contratista, el riesgo de sobrecostos en el CAPEX es

mucho menor porque bajo esquemas EPC el contratista se compromete a construir el proyecto a un valor fijo y un plazo garantizado.

A pesar de lo anterior, el autor del presente documento está de acuerdo con lo indicado por Candee y Larson (2010) en el sentido que la pura transferencia de riesgos del inversionista al contratista en los contratos EPC no se puede considerar un mecanismo real de mitigación de riesgos.

Es importante tener en cuenta que las variables técnicas de un proyecto hidroeléctrico como el “Tenor CAPEX” y el “Factor de planta” varían muy poco con el transcurso del tiempo porque, a diferencia de lo que su sucede con la energía eólica o fotovoltaica, la tecnología asociada a la generación hidroeléctrica es muy madura y son muy pocas las innovaciones que se dan de un año a otro. Por otro lado, las variables financieras como el costo de la deuda, o las variables macroeconómicas como la tasa de cambio peso/dólar, son mucho más volátiles, ya que están asociadas a las condiciones económicas del momento y a las expectativas del mercado. Como ejemplo de lo anterior, y considerando el valor de las variables y las simplificaciones del presente estudio, se encontró que una disminución en la tasa de cambio de 3,500 pesos/dólares a 2,500 pesos/dólar genera un aumento en la tasa de retorno en el esquema dentro de balance con beneficios Ley 1715 de 12.08% a 17.30%.

En opinión del autor, el nivel de sofisticación jurídico y financiero del esquema Project Finance hace que este mecanismo de desarrollo tenga menos probabilidades de éxito en países como Colombia. Lo anterior no significa que no se puedan estructurar proyectos bajo Project Finance en Colombia, sino que durante la etapa de construcción y operación es menos probable que se cumpla el traslado de riesgos y coberturas que ofrece este mecanismo. En la

etapa de construcción, por ejemplo, es difícil que desde el punto de vista jurídico se obligue al contratista a garantizar un precio y un plazo cuando se presentan situaciones de carácter social como paros o bloqueos por parte de las comunidades.

Finalmente, se puede concluir que Project Finance puede ser la mejor alternativa de desarrollo de un proyecto dadas ciertas condiciones, como por ejemplo un alto nivel de incertidumbre sobre el CAPEX, o inversiones muy altas en comparación con los activos existentes del inversionista. Si estas condiciones se presentan, el Project Finance es un mecanismo efectivo de mitigación de riesgo y de garantía de flujos positivos de efectivo, sin embargo, su implementación no es fácil y requiere de instituciones públicas y privadas muy eficientes y transparentes.

6. REFERENCIAS

- Alves, P. y Pinto, J. M. (2016). The choice between project financing and corporate financing: Evidence from the corporate syndicated loan market. *ERN: Other Microeconomics: Intertemporal Firm Choice & Growth*.
- Bacon, R., Besant-Jones, J. y Heidarian, J. (1996). *Estimating Construction Costs and Schedules*. World Bank Group.
- Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) y Vicepresidencia de Infraestructura (2006). *Informes Sectoriales –e–Infraestructura - Colombia - Análisis Sector Eléctrico*.
- Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Ministerio de Minas y Energía (MME) y el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (MinTIC). (2016). *Smart Grids Colombia: Vision 2030*. <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Smart-Grids-Colombia-Visi%C3%B3n-2030.aspx>.
- Candee, K. I. y Larson, S. (2010). Risk management tools: The identification, quantification, mitigation and allocation of project risks. https://www.academia.edu/9106666/Risk_Management_Tools_The_Identification_Quantification_Mitigation_and_Allocation_of_Project_Risks.
- Chan-Lau, J., Kelhoffer, K. y Zhang, J. (2016). *Long-run economic growth: Does project finance matter?* <https://www.moodyanalytics.com/-/media/whitepaper/2016/2016-12-07-Long-Run-Growth-Does-Project-Finance-Matter.pdf>.
- Chris, H. (2000). *Financing of private hydropower projects. World Bank Discussion Paper N.º 420*. World Bank.

- Corielli, F., Gatti, S. y Steffanoni, A. (2010). Risk shifting through nonfinancial contracts: Effects on loan spreads and capital structure of project finance deals. *Journal of Money, Credit and Banking*, 42(7), 1295-1320.
- Damodaran, A. (s. f.). *Data: Current*. <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.
- El mercado de energía mayorista y su administración (s. f.). *XM*. <https://www.xm.com.co/>.
- EPC contracts in the power sector (2011).
<file:///C:/Users/USER/Downloads/epccontractsinthepowersector.pdf> .
- Espinasa, R., Gutiérrez, M., Sucre, C. y Anaya, F. (2017). *Dossier energético: Colombia*. Banco Interamericano de Desarrollo.
- Finnerty, J. D. (2013). *Project financing: Asset-based financial engineering*. Wiley.
- Galloway, P. (2009). Design-Build/EPC Contractor's Heightened Risk-Changes in a changing world. *Journal of Legal Affairs and Dispute Resolution in Engineering and Construction*, 1(1).
- García, H., Corredor, A., Calderón, L. y Gómez, M. (2013). Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia.
https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/331/Repor_Octubre_2013_%20Garcia_et_al.pdf?sequence=3&isAllowed=y.
- Gatti, S. (2008). *Project finance in theory and practice. Designing, structuring, and financing private*. Academic Press.
- González, C. I. (2012). *Una descripción de los cargos regulados en las tarifas de energía eléctrica vigentes en Colombia en 2012* [tesis de maestría]. Universidad Eafit, Medellín, Colombia.

Informe de operación del SIN y administración del mercado (2017). XM.

<http://informesanuales.xm.com.co/2017/SitePages/operacion/Default.aspx#>.

International Energy Agency (IEA) - Nuclear Energy Agency (NEA). (2010). *Projected costs of generating electricity*. International Energy Agency.

International Finance Corporation (IFC). (1999). *Project finance in developing countries*.

Banco Mundial. <https://elibrary.worldbank.org/doi/epdf/10.1596/0-8213-4434-X>.

International Finance Corporation (IFC). (2017). Hydroelectric power. A guide for developers and investors.

https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/publications/hydroelectric_power_a_guide_for_developers_and_investors.

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2016). *Renewable energy market analysis. Latin America*. IRENA.

Office of Electricity Delivery and Energy Reliability U.S. Department of Energy (2015).

United States electricity industry primer.

<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/12/f28/united-states-electricity-industry-primer.pdf>.

Palacios, C. M. (2018). *Diseño de esquema de asignación y remuneración del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC) para mejorar la eficiencia en la formación del precio de electricidad en Colombia* [tesis de grado]. Universidad Eafit, Medellín, Colombia.

Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado (2019). XM.

<https://informeanual.xm.com.co/2019/informe/pages/general/home.html>.

República de Colombia (1991). Constitución Política de Colombia.

<https://pdba.georgetown.edu/Constitutions/Colombia/colombia91.pdf>.

República de Colombia (11 de julio de 1994). Congreso de Colombia. Ley 143 de 1994.

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=4631>.

Rodríguez, A. (2010). Arranque autónomo en el sistema nacional interconectado: propuesta de reglamentación.

[http://apolo.crea.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3aba1f9bf9bb3c650525785a007a7648/\\$FILE/CIRCULAR087-2010%20anexo3.pdf](http://apolo.crea.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3aba1f9bf9bb3c650525785a007a7648/$FILE/CIRCULAR087-2010%20anexo3.pdf).

Sovacool, B., Gilbert, A. y Nugent, D. (2014). Risk, innovation, electricity infrastructure and construction cost overruns: Testing six hypotheses. *Energy*, 74(1), 906-917.

Transacciones (s. f.). XM. <https://www.xm.com.co/portal-de-indicadores>.

Trillos, C. I. (2012). *Una descripción de los cargos regulados en las tarifas de energía eléctrica vigentes en Colombia en 2012* [tesis de maestría]. Universidad Eafit, Medellín, Colombia.

7. APÉNDICE A