



Nivel de atracción de inversiones en generación hidroeléctrica Análisis comparativo entre el Perú y Colombia

Alfredo Mendiola
Julio Acuña
Danilo Campos
Hernán Moreno
Enrique Salinas
Carlos Aguirre



**Nivel de atracción de inversiones en generación hidroeléctrica
Análisis comparativo entre el Perú y Colombia**

**Nivel de atracción de inversiones en
generación hidroeléctrica
Análisis comparativo entre el Perú y Colombia**

Alfredo Mendiola • Julio Acuña • Danilo Campos
Hernán Moreno • Enrique Salinas • Carlos Aguirre

ESAN/Cendoc

MENDIOLA, Alfredo ; ACUÑA, Julio ; CAMPOS, Danilo ; MORENO, Hernán ; SALINAS, Enrique ; AGUIRRE, Carlos

Nivel de atracción de inversiones en generación hidroeléctrica: análisis comparativo entre el Perú y Colombia. – Lima : Universidad ESAN, 2012. – 210 p. – (Serie Gerencia para el Desarrollo ; 27)

PROYECTOS DE INVERSIÓN/ INVERSIONES PRIVADAS / FOMENTO DE LAS INVERSIONES / GENERACIÓN DE ENERGÍA / INDUSTRIA ENERGÉTICA / ENERGÍA HIDROELÉCTRICA / ANÁLISIS COMPARATIVO /PERÚ / COLOMBIA

HD 9697 P4M45

ISBN 978-612-4110-07-8

Nivel de atracción de inversiones en generación hidroeléctrica: análisis comparativo entre el Perú y Colombia

Serie Gerencia para el Desarrollo 27

ISSN de la serie: 2078-7979

© Alfredo Mendiola, Julio Acuña, Danilo Campos, Hernán Moreno, Enrique Salinas, Carlos Aguirre, 2012

© Universidad ESAN, 2012

Av. Alonso de Molina 1652, Surco, Lima-Perú

www.esan.edu.pe

esanediciones@esan.edu.pe

Primera edición

Lima, mayo del 2012

Tiraje: 100 ejemplares

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N.º 2012-05562

DIRECCIÓN EDITORIAL

Ada Ampuero

CORRECCIÓN TÉCNICA

Carmen Salas

CORRECCIÓN DE ESTILO

Carmen Salas y Ada Ampuero

CUIDADO DE EDICIÓN

Carmen Santisteban

DISEÑO DE CARÁTULA

Alexander Forsyth

DISEÑO DE INTERIORES Y DIAGRAMACIÓN

Ana María Tessey

IMPRESIÓN

Cecosami Prerensa e Impresión Digital S. A.

Calle Los Plateros 142, Ate

Lima, Perú

Impreso en el Perú / Printed in Peru

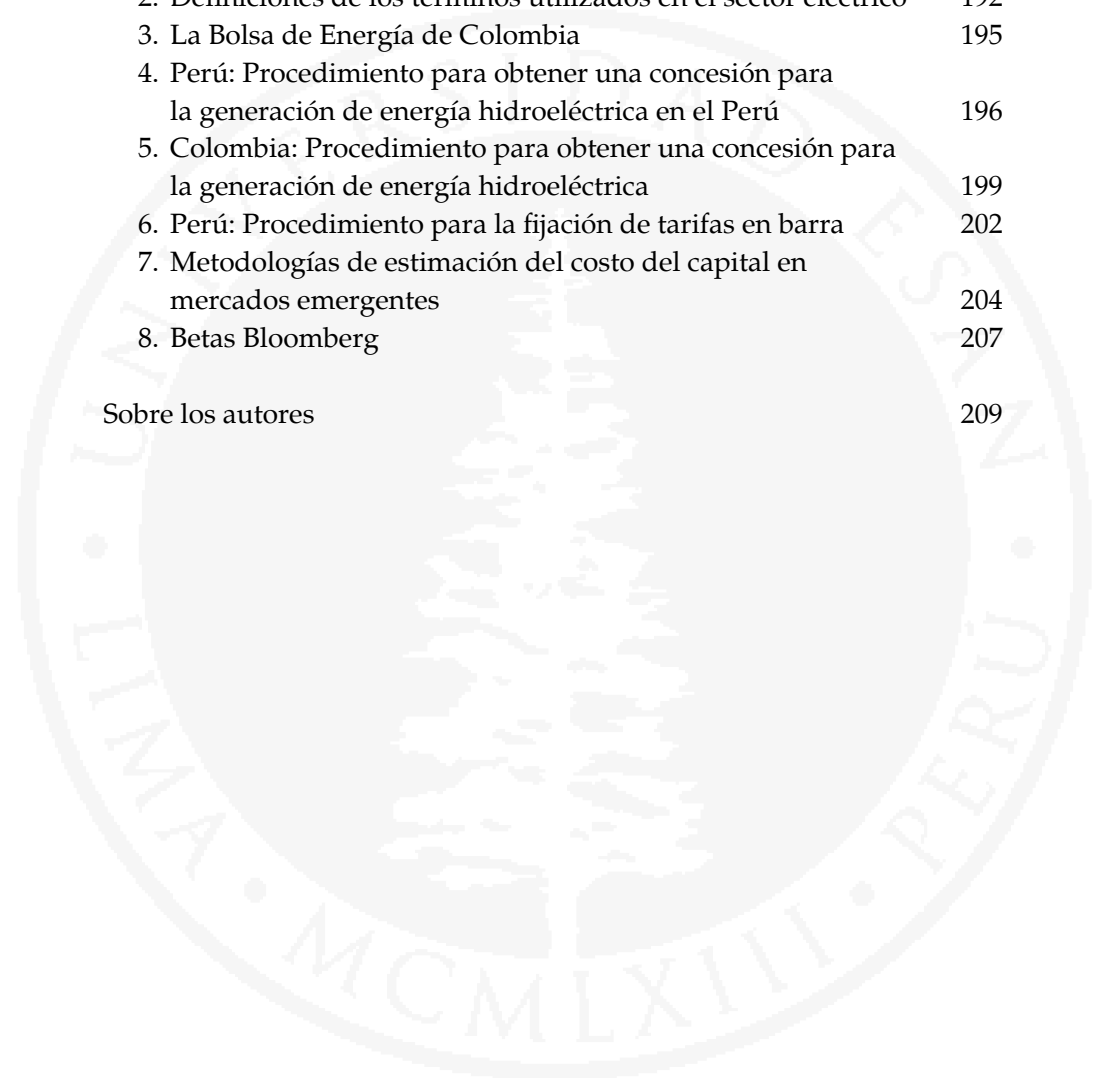
Índice

Introducción	11
Capítulo 1. Marco conceptual y metodología	15
1. Marco conceptual	15
1.1 Flujo de caja	16
1.2. Riego-rentabilidad y costo del capital	17
1.2.1. Riesgo-rentabilidad	17
1.2.2. Costo del capital recursos propios	18
1.3. Metodologías de valoración de los recursos propios	21
1.3.1. Métodos de valoración absoluta	22
1.3.2. Métodos de valoración relativa	24
1.3.3. Análisis del riesgo	26
2. Metodología	27
Capítulo 2. Características económicas generales y del sector eléctrico en el Perú y Colombia	29
1. Características económicas generales	29
2. Características generales del sector eléctrico	32
3. Características del sector eléctrico peruano	34
3.1. Cadena productiva del sector eléctrico	35
3.1.1. Generación	35
3.1.2. Transmisión	38
3.1.3. Distribución	38
3.2. Instituciones relacionadas con el sector	41
3.3. Oferta y demanda de energía	42
4. Características del sector eléctrico colombiano	47
4.1. Cadena productiva del sector eléctrico	48

4.1.1. Generación	48
4.1.2. Transmisión (ingreso regulado)	52
4.1.3. Distribución	53
4.1.4. Comercialización	54
4.2. Instituciones relacionadas con el sector	54
4.3. Oferta y demanda de energía	57
5. A modo de conclusión	59
Capítulo 3. Etapas de un proyecto de generación hidroeléctrica	61
1. Etapa 1: Prospección	62
1.1. Identificación de la oportunidad de inversión	64
1.2. Prefactibilidad	64
2. Etapa 2: Factibilidad	65
2.1. Aspectos técnicos	65
2.2. Aspectos económicos	68
2.3. Aspectos financieros	68
2.4. Aspectos sociales	68
2.5. Aspectos medioambientales	69
3. Etapa 3: Trámites administrativos, gestión legal y de contratación	70
3.1. El Perú	70
3.2. Colombia	71
4. Etapa 4: Diseño definitivo	72
4.1. Estudios técnicos y de ingeniería	72
4.2. Elaboración de planos y especificaciones técnicas	73
4.3. Dimensionamiento	73
4.4. Cronograma de ejecución	74
5. Etapa 5: Ejecución de la obra y operación de la central	74
5.1. Movilización y obras preliminares	74
5.2. Obras definitivas	75
5.3. Operación de la central	75
6. A modo de conclusión	76
Capítulo 4. Análisis comparativo de los aspectos más relevantes para la inversión en proyectos de generación hidroeléctrica en el Perú y Colombia	77
1. El Perú	77

1.1 Marco tributario y regulatorio	78
1.2. Marco legal	81
1.3 Marco ambiental	82
2. Colombia	83
2.1. Marco tributario y regulatorio	84
2.2. Marco legal	86
2.3. Marco ambiental	87
3. Estímulos y/o barreras a la inversión	89
3.1. El Perú	89
3.2. Colombia	91
4. Mercado de bonos de carbono	94
4.1. Bonos de carbono en Europa	94
4.2. Mercado de carbono en América Latina	95
4.2.1. El Perú	97
4.2.2. Colombia	97
5. A modo de conclusión	97
 Capítulo 5. Evaluación de los aspectos más relevantes para un proyecto de generación hidroeléctrica y comparación entre el Perú y Colombia	 99
1. Modelo de evaluación	100
2. Determinación de la tasa de descuento	104
3. Evaluación del proyecto	114
3.1. Evaluación económico-financiera	115
3.2. Evaluación del proyecto de generación hidroeléctrica en el Perú	115
3.3. Evaluación del proyecto de generación hidroeléctrica en Colombia	136
4. Análisis comparativo de un proyecto de generación hidroeléctrica en el Perú y Colombia	153
5. El Perú y Colombia: análisis comparativo Montecarlo@Risk	157
6. A modo de conclusión	163
 Conclusiones y recomendaciones	 165
1. Conclusiones	165
2. Recomendaciones	167

Bibliografía	169
Anexos	177
1. Comparación del sector eléctrico en algunos países de América del Sur: subsector generación	179
2. Definiciones de los términos utilizados en el sector eléctrico	192
3. La Bolsa de Energía de Colombia	195
4. Perú: Procedimiento para obtener una concesión para la generación de energía hidroeléctrica en el Perú	196
5. Colombia: Procedimiento para obtener una concesión para la generación de energía hidroeléctrica	199
6. Perú: Procedimiento para la fijación de tarifas en barra	202
7. Metodologías de estimación del costo del capital en mercados emergentes	204
8. Betas Bloomberg	207
Sobre los autores	209



Introducción

Uno de los aspectos más relevantes para la atracción de la inversión privada en el sector eléctrico latinoamericano es la percepción del riesgo de la región por parte de los inversionistas (Gallardo, García & Pérez-Reyes, 2005).

Durante la primera mitad de la década de 1990, se iniciaron procesos de reforma en materia económica en distintos países latinoamericanos que incluyeron la implementación de medidas de estímulo para la inversión privada. El resultado fue un flujo importante de inversiones hacia la región, atraídas por las oportunidades que los países en vías de desarrollo ofrecían ante la necesidad de contar con infraestructura y servicios para atender la creciente demanda de su población. Como consecuencia de su estabilidad jurídica y su grado de apertura a los flujos de inversión privada, un grupo de países es percibido de manera positiva por los mercados: Chile, Colombia y el Perú. Entre ellos destaca Chile, por presentar mejores niveles de competitividad, como producto de las reformas estructurales implementadas en su economía en la década de 1980, lo que le da una ventaja respecto del Perú y Colombia, países que emprendieron sus reformas diez años después.

En este marco, el Perú y Colombia presentan un esquema de desarrollo muy similar que se verifica por sus indicadores económicos, como el nivel del producto bruto interno (PBI) per cápita, la tasa de crecimiento económico, etc. Además, se debe considerar que ambos países se encuentran en un proceso de desarrollo y de inserción en la economía mundial.

A partir del año 1992, se aplicaron en el Perú una serie de políticas gubernamentales orientadas a impulsar el desarrollo económico del país a fin de mejorar los niveles socioeconómicos, generar mayores ingresos fiscales, descentralizar los servicios públicos y atraer inversión extranjera. Una de las principales políticas fue la apertura de los mercados y la implementación de reformas hacia una economía de libre mercado. Estas políticas se han mantenido en los últimos años y han permitido que se alcance un crecimiento económico de entre 6% y 7%, en promedio, durante la última década. De manera paralela, la región latinoamericana también presentó tasas positivas de crecimiento económico; así, Colombia creció en 5%, en promedio, aproximadamente.

El gobierno colombiano, a su vez, reestructuró el sector eléctrico a partir de las Leyes 142 y 143 del año 1994, que abrieron el mercado a la inversión privada y definieron un marco regulatorio que permitiera el desarrollo de un mercado competitivo.

En la actualidad, tanto el Perú como Colombia buscan mecanismos que les permitan mantener sus niveles de crecimiento. En este sentido, la inversión privada constituye uno de los más importantes factores, sino el más importante, por el que ambos países compiten.

En este contexto, los requerimientos de energía y, por lo tanto, de inversiones en el sector eléctrico en ambos países son cada vez mayores. Dado el crecimiento esperado en la demanda energética, es necesario examinar y determinar los factores que, en cada país, determinan el atractivo de este sector para captar mayor inversión.

Con este propósito, en un inicio, se recurrió a expertos en el sector eléctrico, quienes señalaron que los aspectos más importantes para la decisión de inversión en un proyecto de generación eléctrica son:

- a) *Aspectos políticos y riesgo país*: estabilidad política y social del país en su conjunto.
- b) *Aspectos relacionados con la demanda y aspectos financieros*: retorno de la inversión, precios, costos, generación de valor.
- c) *Aspectos legales, sociales, medioambientales y regulatorios*: programa de adecuación medioambiental (PAMA), régimen tributario, estí-

mulos para la generación eléctrica, objeciones, leyes, licencia social, impacto ambiental.

Sobre esta base, es importante examinar qué aspectos son los que crean más valor en la inversión de generación eléctrica, tanto en el Perú como en Colombia.

Por lo tanto, la investigación desarrollada tiene por objetivo determinar cuáles son las principales variables que definen el nivel de atracción de inversión privada para un proyecto de generación hidroeléctrica, a partir de la comparación entre el Perú y Colombia. Se escogen estos países porque, además de que ambos compiten por atraer flujos de inversión, presentan similitudes en el modelo económico empleado, el crecimiento económico sostenido y el nivel de PBI per cápita, en paridad del poder adquisitivo.

En esa dirección, el estudio se desarrolla en un contexto de competencia global por la atracción de inversión privada, e impulso de la competitividad nacional. Así, en el análisis se consideran las características del entorno económico de cada país en el escenario mundial y se identifican los factores que definen su nivel de competitividad.

Además, se compara el marco legal, regulatorio y tributario de cada mercado y se reconocen los incentivos que cada país ofrece a la inversión, en general, y al sector, en particular. Sobre esta base, se estima el impacto que estas variables tienen en la creación de valor de un proyecto de generación hidroeléctrica. Los resultados obtenidos se analizan de forma progresiva y conjunta para observar los efectos de cada variable.

La presente investigación se ciñe a la generación de energía hidroeléctrica en ambos países y tiene en cuenta los riesgos antes mencionados —de demanda, de país, legales y regulatorios— que, a criterio de los expertos consultados, son los que influyen en la generación de valor en proyectos de este tipo y, en consecuencia, en la decisión de inversión.

Como todo trabajo de investigación, este también ha contado con algunas limitaciones. Así, no se toman en cuenta aspectos técnicos relacionados con la operación hidroeléctrica; para efectos de la comparación de resultados se asumirá que, en ambos países, los proyectos de generación

hidroeléctrica tendrán las mismas características en los niveles técnico y operativo y que se ubicarán en zonas geográficas con características similares, tanto de altitud como en cuanto a niveles de precipitación anual. Por tanto, en el Perú las facilidades de producción estarán ubicadas en la cuenca del río Huallaga en el departamento de Huánuco, mientras que en Colombia estarán en la cuenca el río Carare, afluente del río Magdalena, en el departamento de Santander.

Con respecto al aspecto legal, no se consideran aquellos relacionados con la legislación laboral y societaria. Se ha determinado restringir la evaluación comparativa al efecto que tienen los parámetros tributarios, regulatorios, legales y ambientales vigentes en el Perú y Colombia, y su aporte en la generación de valor. Por ello, el marco legal considerado para el análisis será el que se encuentra vigente al 31 de diciembre de 2010 y se asumirá constante a lo largo del horizonte de la inversión. Del mismo modo, se tendrán en cuenta las condiciones vigentes del mercado eléctrico a dicha fecha.

1

Marco conceptual y metodología

En este capítulo se presentan el marco conceptual y la metodología con que se desarrolla la investigación.

1. Marco conceptual

El concepto de la generación de valor parte de entender la diferencia que existe entre precio y valor. El primer concepto se determina, de manera usual, por medio de la oferta y la demanda, mientras que el segundo está relacionado con lo generado por encima de lo mínimo que se esperaba ganar al realizar una inversión.

En la teoría financiera se pueden encontrar dos tipos de análisis para la valoración de los recursos propios de un accionista: a) el análisis técnico, que estima el valor futuro de una acción en función de su historial de negociación; y b) el análisis fundamental, que busca identificar cuáles son las variables que determinan el valor de una empresa a partir de consideraciones económicas.

A su vez, el análisis fundamental considera dos enfoques: a) la valoración absoluta, que emplea los métodos basados en datos históricos y proyecciones, y busca determinar los flujos futuros que se pueden generar en un negocio; y b) la valoración relativa, que se realiza mediante el uso de múltiplos y compara ratios claves de empresas comparables.

El análisis fundamental implica hacer uso de supuestos sobre la futura variación de las principales variables que afectan al negocio valorizado. En otras palabras, existe la probabilidad de que estos supuestos no se cumplan y afecten el resultado; es decir, hay niveles de riesgo en un negocio que deben ser considerados en una valoración.

Al respecto, existen distintos métodos de análisis de riesgos que permiten determinar los riesgos que potencialmente tendrían un mayor impacto en el proyecto o empresa analizada. Los métodos pueden ser: cualitativos, cuantitativos y semicuantitativos.

Con la finalidad de establecer el método más adecuado para ser aplicado en la valoración de un proyecto de generación hidroeléctrica en el Perú y Colombia, se desarrollarán los principales conceptos financieros que se encuentran detrás de los métodos de valoración.

1.1. Flujo de caja

Para entender las metodologías de valoración de los recursos propios y de generación de valor de los accionistas, es necesario comprender qué se entiende por flujo de caja.

En la valoración de proyectos se mide la capacidad de generar flujos de caja, es decir, la capacidad de generar dinero a partir del desempeño futuro para retribuir a los proveedores de fondos. En este sentido, en los flujos de caja relevantes para la evaluación no se toman en cuenta los resultados actuales, sino el crecimiento y las perspectivas futuras, determinados a partir de la proyección de los resultados esperados.

El empleo de flujos de caja para establecer el precio de una firma permite recoger, de manera objetiva, las expectativas sobre: a) el crecimiento que tendrá el servicio o producto y b) los niveles de inversión y de costos necesarios para la prestación del servicio.

La literatura financiera identifica tres formas de estimar el flujo de caja relevante (Estrada, 2006):

- a. *Flujo de caja libre o económico* (FCE). Es lo que genera el activo, y no considera el flujo de deuda. Al respecto, Koller, Goedhart y Wessels (2005: 791) plantean la siguiente fórmula para estimar este flujo:

$$FCE = EBIT (1 - t) + Depreciación - CAPEX - \Delta CTrabajo$$

Donde: *EBIT* es la utilidad antes de intereses e impuestos, el parámetro *t* es la tasa impositiva aplicable, la *depreciación* recoge la depreciación de los activos, el *CAPEX* es la inversión en activos fijos y $\Delta CTrabajo$ es el cambio neto en el capital de trabajo.

- b. *Flujo de caja financiero o para los accionistas* (FCF). Es el flujo disponible para los accionistas después de pagar la deuda. Es decir, después de retribuir a otra fuente de financiamiento.

$$FCA = EBIT (1 - t) + Depreciación - CAPEX - \Delta CTrabajo - deuda$$

- c. *Flujo de caja del capital* (FCC). Es el flujo que efectivamente se paga a los dueños de capital (recursos propios y deuda). Además del FCE, considera los intereses después de impuestos ($i*t$).

$$FCC = EBIT (1 - t) + Depreciación - CAPEX - \Delta CTrabajo - deuda + i*t$$

1.2. Riesgo-rentabilidad y costo del capital

Otra herramienta básica utilizada en la valorización es el costo del capital, que es la tasa con la cual se descuentan los flujos de caja. La estimación de esta tasa tiene como fundamento el concepto de riesgo-rentabilidad, por lo que se desarrollará este concepto en primer lugar y, luego, el método para estimar el costo del capital.

1.2.1. Riesgo-rentabilidad

Existe una relación positiva, en el largo plazo, entre el riesgo y la rentabilidad: a mayor riesgo mayor rentabilidad. El término riesgo se refiere a todas aquellas situaciones que determinan un rango de posibles resultados para una variable. Por otro lado, la rentabilidad o retorno se refiere a la obtención de beneficios económicos a partir de una inversión.

En este sentido, partiendo del supuesto de que los mercados financieros son eficientes —recogen la información relevante y ajustan los valores de los activos financieros en función de esta— y que no existen costos de transacción, regulaciones o consecuencias impositivas por la compra o venta de activos, se pueden formar combinaciones (carteras) de activos (acciones o bonos) que tienen resultados de rentabilidad superiores a los que se obtendrían al considerar solo un activo individual a un riesgo dado, como lo mencionan Grinblatt y Titman (2002). Del mismo modo, si se considera una cartera de mercado, que estará formada por todos los activos riesgosos de la economía, existe una combinación entre esta cartera y el activo libre de riesgo.

Esto implica que los inversores prefieran carteras que se encuentren por encima de la rentabilidad de un activo libre de riesgo¹. Sin embargo, se necesita una compensación adicional por asumir riesgos. Es decir, cuando se estima la rentabilidad requerida del portafolio, el punto de partida es la tasa libre de riesgo y después se le agrega las primas de riesgo, que son diferentes para cada activo².

1.2.2. Costo del capital recursos propios

Según la definición de Ogier, Rugman y Spicer (2004), el costo del capital es aquel que remunera los fondos empleados en implementar un proyecto de inversión.

Dependiendo de cómo se financia un proyecto o una alternativa de inversión, se encuentran distintas consideraciones en la estimación del costo de oportunidad del capital. Así, por ejemplo, si se considera una inversión financiada en su totalidad por los accionistas, la tasa debe reflejar solo el costo de los accionistas; mientras que si la inversión es financiada con aportes de los accionistas y deuda, la tasa debe reflejar el costo de los

1. Se entiende que en una tasa libre de riesgo no existe posibilidad de pérdidas para el inversionista, por lo que el riesgo es igual a cero.
2. En términos formales, este análisis se basa en el enfoque media varianza, en donde todos los inversores elegirán carteras que se encuentren por encima de la rentabilidad de un activo libre de riesgo, que es tangente a la frontera eficiente. Esta última es el resultado más eficiente entre la media y la varianza. La línea que es tangente a la frontera eficiente se denomina línea de mercado del capitales.

accionistas y el costo de la deuda. En el cuadro 1 se presentan las tasas de descuento utilizadas en la literatura financiera y el criterio para su uso.

Cuadro 1. *Tasas de costo de oportunidad*

Tasa	Criterio
K_{OA}	Costo del capital de un activo financiado íntegramente con el aporte de los accionistas.
K_O	Costo del capital de los accionistas si se considera un financiamiento mixto (deuda y aporte de los accionistas).
CPPC	Costo del capital si se tiene en cuenta el costo de los accionistas y el costo de la deuda de manera ponderada.

Fuente: Fernández, 1999.

Elaboración propia.

El costo del capital recursos propios es aquel que refleja el costo de oportunidad de un inversionista; es decir, considera el rendimiento mínimo que se requiere para invertir en un activo.

El costo de los recursos propios se puede estimar a partir de las proposiciones de Miller y Modigliani (citados por Mascareñas, 2008)³, en donde el retorno esperado de una acción es igual a la tasa de rendimiento sin deuda, más un premio relacionado con el riesgo financiero, el cual se obtiene de la diferencia entre el costo de la empresa sin deuda y el costo de la deuda en función de la relación deuda/aporte propio. En términos matemáticos, la fórmula es la siguiente:

$$K_E = K_{OA} + (K_{OA} - Kd) * (1 - t) * \frac{D}{E}$$

- Donde: K_E : Rendimiento exigido por el accionista
 K_{OA} : Rendimiento esperado para una firma sin deuda
 Kd : Costo de deuda
 T : Tasa impositiva
 E : Valor de mercado de los recursos propios de la empresa
 D : Valor de mercado de la deuda de la empresa.

3. Esta proposición dice que la rentabilidad esperada de las acciones ordinarias de una empresa endeudada crece proporcionalmente a su grado de endeudamiento. La condición necesaria para que se produzca un aumento de la rentabilidad financiera (K_E) es que exista un efecto apalancamiento positivo; esto es, que $K_{OA} > Kd$ (Ross, Westerfield & Jaffe, 2009).

Otro modelo utilizado en la determinación del costo de los recursos propios es el desarrollado por Sharpe (1964), Lintner (1965) y Mossin (1966), citados por Ross, Westerfield y Jaffe (2009: 279), denominado CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) o Modelo de Precios de Activos de Capital. Este es un modelo de equilibrio de todos los activos riesgosos en función del comovimiento (covarianza) con el portafolio de mercado.

El CAPM recoge los aspectos planteados en la parte de riesgo-rentabilidad y considera, además, los siguientes supuestos:

- a) Los inversores tienen expectativas homogéneas; es decir, todos los inversionistas tienen las mismas expectativas sobre los activos.
- b) Todos los individuos son adversos al riesgo y maximizan el valor esperado de su utilidad.
- c) Todos los individuos tienen el mismo horizonte de un periodo.
- d) Existe un activo libre de riesgo.
- e) Todos los retornos están normalmente distribuidos.

En términos generales, el CAPM para una empresa financiada en su totalidad (100%) con recursos propios presenta la siguiente fórmula:

$$K_{OA} = r_f + \beta_L \times (E(r_m) - r_f)$$

Donde:

- r_f : Tasa libre de riesgo
- β_L : Medida del riesgo sistémico o no diversificable, sin considerar la estructura de financiamiento
- $E(r_m)$: Rentabilidad esperada del portafolio de mercado
- $E(r_m) - r_f$: Premio esperado por riesgo de mercado.

Por otro lado, la tasa K_E se estima con la misma fórmula utilizada para determinar K_{OA} . Sin embargo, se considera la beta apalancada (β_L) con la estructura del capital usada en la valoración del proyecto. Entonces, K_E sería:

$$K_E = r_f + \beta_L \times (E(r_m) - r_f)$$

Por su parte, el CPPC (costo promedio ponderado de los recursos propios) o WACC (por sus siglas en inglés) es una tasa ponderada entre el costo de los recursos propios y el costo de deuda de la empresa, considerando su

estructura de financiamiento a valor de mercado. Esta tasa retribuye tanto a inversionistas como a acreedores.

La fórmula es la siguiente:

$$WACC = \frac{E}{(D + E)} \times K_E + \frac{D}{(D + E)} \times (1 - t) \times K_d$$

- Donde: K_d : Costo de deuda
 T: Tasa impositiva aplicable a la empresa
 E: Valor de mercado de los recursos propios de la empresa
 D: Valor de mercado de la deuda de la empresa.

1.3. Metodologías de valoración de los recursos propios

A continuación se desarrollarán los modelos de valoración absolutos y relativos, los primeros basados en el flujo de caja descontado y los segundos basados en múltiplos (figura 1).

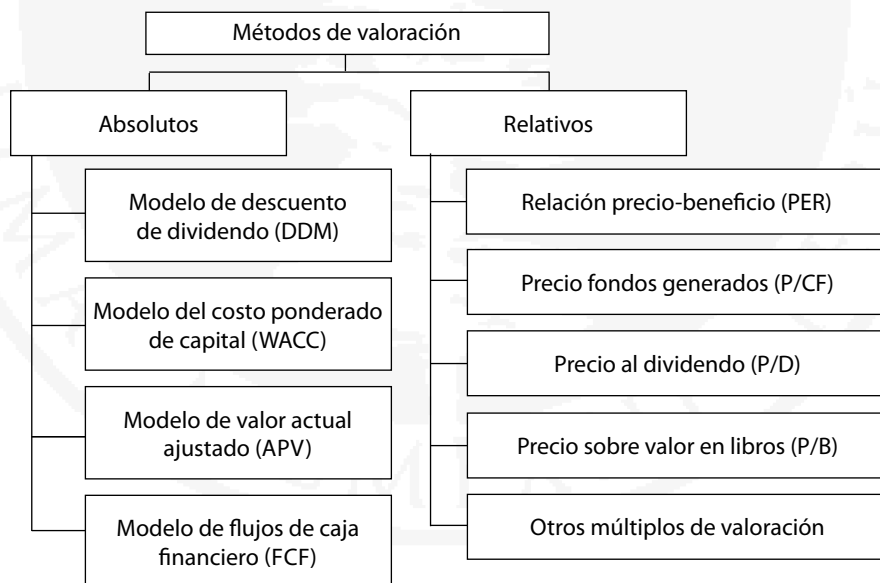


Figura 1. Métodos de valoración

Elaboración propia.

1.3.1. Métodos de valoración absoluta

Los modelos de valoración absoluta son modelos de flujo de caja descontados (DCF). El objetivo de esta metodología es estimar el valor presente neto de los flujos de caja (Estrada, 2006); es decir, se descuentan los flujos de caja futuros de la inversión a una tasa que considera el costo del dinero de los proveedores de fondos. Esta metodología permite una estimación del valor de mercado de un proyecto, considerando diversas variables que influyen en los flujos de caja generados en los años siguientes.

El empleo de flujos de caja para establecer el valor de una firma permite recoger, de manera objetiva, las expectativas de:

- a) El crecimiento que tendrá el servicio o producto.
- b) Los niveles de inversión y de costos necesarios para la prestación del servicio, descontando los flujos y considerando el costo de oportunidad de los recursos propios⁴.
- c) El valor actual que permitirá establecer el valor de mercado del activo. En otras palabras, se establece lo que pagaría un inversor en el mercado por conseguir una corriente de flujos de caja del mismo tamaño, vencimiento y riesgo que los prometidos por el activo.

Los flujos de caja se traen a valor presente por medio de una tasa de descuento. La ecuación que se utiliza es la siguiente:

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} + \frac{FC_n * (1+g) / (r-g)}{(1+r)^n}$$

Donde, FC_t representa los flujos de caja del proyecto en el tiempo t , I_0 es la inversión inicial en el momento cero de la evaluación y FC_n es el flujo de caja a perpetuidad, que crece a una tasa g .

4. De este modo se permite recuperar la inversión por medio de un precio implícito, dado en un horizonte de tiempo determinado. La suma de los diversos flujos de caja actualizados, hasta obtener la cifra del desembolso inicial, permite recuperar la inversión. En su cálculo se utiliza una tasa de descuento.

Entre los principales métodos de valoración absoluta se encuentran:

a) *El método de descuento del dividendo (DDM)*

Este método de valoración se basa en los beneficios que se entregan a los accionistas por medio del flujo de dividendos, en donde el precio de una acción es el valor presente de los dividendos futuros que esta es capaz de generar, los cuales presentan una tasa de crecimiento constante y acumulativa (g) (Mascareñas, 2008). La fórmula propuesta por Gordon y Shapiro (1956) para determinar el valor de una acción es la siguiente:

$$\text{Valor de la acción} = \frac{DPA_1}{(K_E - g)}$$

Donde, DPA_1 representa los dividendos por acción del siguiente año. Esto no significa que las empresas que entregan más dividendos obtienen un valor más alto en el precio de su cotización.

b) *Método del costo promedio ponderado del capital (WACC)*

El modelo WACC descuenta el flujo de caja económico a la tasa de costo promedio ponderado de capital, porque considera el efecto del financiamiento en la tasa.

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FCE_t}{(1 + cppc)^t} + \frac{FCE_n * (1 + g) / (cppc - g)}{(1 + cppc)^n}$$

El enfoque WACC o CPPC requiere que durante el periodo de evaluación la estructura de financiamiento del proyecto permanezca constante. Es decir, tanto la proporción de la deuda como la proporción de capital se deben considerar constantes durante todo el tiempo de vida de la evaluación.

c) *Método del valor presente ajustado (APV)*

Ross, Westerfield y Jaffe (2009) señalan que el valor de un proyecto en una empresa apalancada es la suma del proyecto considerando una empresa desapalancada más el valor presente de los efectos generados por el financiamiento, principalmente del ahorro fiscal

que se obtiene al utilizar deuda en la financiación de activos. La fórmula es la siguiente:

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FCE_t}{(1+K_0)^t} + \frac{FCE_n * (1+g) / (K_0 - g)}{(1+K_0)^n} + \sum_{t=1}^m \frac{D \times i \times t_t}{(1+Kd)^t}$$

El método APV ofrece una mejor estimación al desagregar la evaluación en dos partes: la primera se encarga de evaluar la inversión y descontar los flujos a la tasa de costo de recursos propios (se asume que el 100% de la inversión en activos ha sido financiada con capital de accionistas); la segunda evalúa el impacto que genera el escudo tributario por concepto de financiación con terceros, por medio del pago de intereses.

d) *Método del flujo de caja financiero (FCF)*

El método del flujo de caja financiero requiere el descuento del flujo de efectivo después de gastos financieros a la tasa K_E , y solo considera la inversión realizada por los accionistas.

$$-I_{acc} + \sum_{t=1}^n \frac{FCE_t}{(1+K_E)^t} + \frac{FCE_n * (1+g) / (K_E - g)}{(1+K_E)^n}$$

El K_E deber ser mayor al K_{OA} porque se está considerando el flujo de una empresa apalancada.

1.3.2. Los métodos de valoración relativa

Los métodos de valoración por múltiplos se determinan en función de la cuenta de resultados de la empresa y buscan establecer el valor de la empresa por medio de la magnitud de beneficios u otros indicadores. Este método de valoración es utilizado con frecuencia para realizar valoraciones rápidas en función de un coeficiente (múltiplo).

Entre los principales métodos de valoración relativa se encuentran:

a) *Valor de los beneficios (PER)*

El método PER (*Price Earnings Ratio*) toma el beneficio anual neto y lo multiplica por un factor, que se calcula por medio de la siguiente fórmula (Fernández, 1999):

$$PER = \frac{\text{Precio de la acción}}{\text{Beneficio por acción}}$$

b) *Valor de los fondos generados (P/CF)*

El método P/CF (*Price to Cash Flow*) divide el precio entre los fondos generados por acción beneficio anual neto (Fernández, 1999). El valor se obtiene de aplicar la siguiente fórmula:

$$\frac{P}{CF} = \frac{\text{Precio de una acción}}{\text{Fondos generados por acción}}$$

c) *Valor de los dividendos (P/D)*

Según Fernández (1999), el método P/D (*Price to Dividend*) toma el beneficio anual neto y lo multiplica por un factor. La fórmula por aplicar es la siguiente:

$$\frac{P}{D} = \frac{\text{Precio de la acción}}{\text{Dividendo por acción}}$$

d) *Valor de los dividendos (P/B)*

El método P/B es la relación precio de la acción sobre el valor de libros (Fernández, 1999). Este valor se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$\frac{P}{B} = \frac{\text{Precio por acción}}{\text{Precio a valor contable por acción}}$$

e) *Otros múltiplos de valoración*

Existen diferentes métodos de valoración por múltiplos que se aplican con mayor frecuencia, según el sector que se pretende evaluar. En el caso del sector eléctrico, los múltiplos de valoración utilizados con mayor frecuencia son: VF/EBIT o VF/EBITDA, donde VF representa el valor de la firma y EBITDA (*Earnings before Interest,*

Taxes, Depreciation and Amortization), la utilidad antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (Morales y Martínez de Olcoz, 2006).

Según Morales y Martínez de Olcoz (2006), estos múltiplos son utilizados con frecuencia en el sector eléctrico por la previsibilidad de los flujos de caja esperados al tratarse de mercados estables, maduros y generadores de caja.

1.3.3. Análisis del riesgo

En sentido amplio, el análisis del riesgo (*risk analysis*) implica el uso de métodos de tipo cualitativo, semicualitativo y cuantitativo que tienen por objetivo evaluar el impacto del riesgo en las variables que sustentan una decisión de inversión.

Métodos cualitativos

Estos métodos de análisis de riesgo se utilizan cuando el nivel de riesgo es bajo o los datos son inadecuados. Las principales técnicas son:

- a) Método de Delphi: Corresponde a una metodología para la elaboración de pronósticos y predicciones sobre la base de la participación multidisciplinar.
- b) Entrevista con expertos.
- c) Escenarios de Schwartz: se realizan análisis de escenarios estratégicos, a partir del uso de ejes de análisis.

Métodos cuantitativos

- a) *El modelo de Montecarlo*

Sapag (s. f.) describe este método como aquel que simula los posibles resultados que puede asumir el valor de un proyecto, sujeto a la asignación aleatoria de un valor a cada variable pertinente del flujo de caja⁵. Cada variable asume, de manera individual, valores aleatorios relacionados con una distribución de probabilidades

5. Para esto se hace uso de una distribución de probabilidad que recoja los valores aleatorios otorgados a variables relevantes.

propia para cada una de ellas. El modelo busca determinar las posibilidades de que el valor definido para evaluar el proyecto sea el estimado.

b) *Análisis de sensibilidad de Hertz*

En este método, los valores de las variables son definidos sobre la base del criterio del evaluador y se tiene en cuenta el impacto de las variables en el valor estimado. Con el fin de identificar la sensibilidad de cada variable, se estiman los escenarios pesimista, esperado y optimista para el valor esperado de la evaluación.

2. Metodología

Para determinar el nivel de atracción para la inversión privada de un proyecto de generación hidroeléctrica, es necesario seleccionar una metodología de valoración que permita medir la creación de valor tanto en el Perú como en Colombia.

En este sentido, al tener una deuda con un horizonte de evaluación determinado, el método de valoración más apropiado en términos conceptuales, y de acuerdo con los objetivos planteados, es el valor presente ajustado (APV). Este método permite, además, conocer la fuente de valor, estimar el efecto del escudo fiscal y de los incentivos, y utilizar distintas tasas de descuento con distintos riesgos; separa los efectos económicos de los financieros; no considera una relación deuda capital constante y se tiene un flujo de deuda conocido. Para simular los posibles resultados que puede asumir el valor estimado del proyecto, se utilizará el análisis de Monte Carlo.

Cabe señalar que este es el método recomendado para realizar evaluaciones en mercados emergentes (Sabal, 2005), considerando que en estos mercados existe una alta incertidumbre por los cambios en las reglas de juego. Ante cambios en la política y los factores macroeconómicos, se debe reaccionar de manera rápida para realizar los ajustes necesarios; es decir, se necesita flexibilidad financiera.

2

Características económicas generales y del sector eléctrico en el Perú y Colombia

En este capítulo, primero se describen las características económicas generales del Perú y Colombia: principales indicadores económicos, sectores que influyen en el dinamismo de la economía, facilidad para hacer negocios en cada país e influencia del sector eléctrico. A continuación, se explica cómo está formado el sector eléctrico⁶ en ambos países y qué instituciones están relacionadas con esta actividad.

1. Características económicas generales

De acuerdo con información del Banco Mundial (2011) y el Fondo Monetario Internacional (2011), durante los últimos años la región de América Latina ha sido, después de Asia, la que ha logrado mayor crecimiento económico. Destaca el comportamiento del Perú, cuya tasa de crecimiento estuvo en alrededor de 6% anual durante el periodo 2002-2006 y subió hasta 9% y 10% en los años 2007 y 2008, respectivamente. Este ritmo se contrajo a poco menos de 1% en el año 2009, por la recesión mundial, pero en el año 2010 recuperó la tendencia alcista al incrementarse el PBI en cerca de 9 puntos porcentuales. Los principales factores de este crecimiento son la inversión privada y el gasto público.

6. Para mayor detalle respecto de las características de este sector en otros países de América Latina, véase el anexo 1.

La economía colombiana mostró una tasa de crecimiento promedio anual, aproximada, de 5% para el periodo 2002-2007. En los años 2008 y 2009 registró una caída de 3.55% y 1.45%, respectivamente, y en el año 2010 se recuperó, pues creció a una tasa superior al 4%.

En un análisis comparativo del crecimiento económico del Perú y Colombia realizado por Botero (2011), se identifican tres elementos fundamentales que sustentan la diferencia en la velocidad del crecimiento de ambos países:

- a) *Reformas más audaces en el Perú.* Tanto el desmantelamiento institucional como el desorden financiero de las décadas de 1970 y 1980 permitieron adoptar terapias de choque sin mayor resistencia. En cambio, Colombia goza de una relativa estabilidad.
- b) *Diferentes estructuras productivas y grados de complejidad.* La capacidad de las regiones de influir en las políticas públicas es mucho mayor en Colombia que en el Perú, dado el mayor grado de complejidad e integración de la economía colombiana; en el Perú, en cambio, existe poco eslabonamiento del aparato productivo.
- c) *Lo que cuenta es el largo plazo.* El crecimiento peruano actual puede ser visto como la recuperación del tiempo perdido, si se tiene en cuenta el comportamiento de la economía en la década de los ochenta.

Como se observa en el cuadro 2, el mayor aporte al PBI en ambos países proviene del sector servicios, que incluye transporte, almacenamiento, servicios financieros, seguros, servicios comunales, sociales y personales. En cambio, el aporte al PBI del sector de electricidad y agua es muy reducido.

Sin embargo, si se establece una relación entre el PBI y la demanda de energía para cada país, se observa una alta correlación entre ambas variables (figura 2). En otras palabras, a mayor crecimiento de la economía, mayor demanda de energía. Esto significa que en el futuro deberán cubrirse necesidades de energía, siempre que los sectores productivos impulsen el crecimiento económico.

Cuadro 2. Perú y Colombia: PBI por sectores productivos, 2010 (en millones de dólares a precios constantes, año base 1994 = 100)

Sector / Actividad económica	Perú	%	Colombia	%
Agropecuario y pesca	13,310	7.81%	20,560	6.49%
Minería	8,865	5.20%	22,498	7.10%
Manufactura	25,511	14.97%	41,650	13.15%
Electricidad y agua	3,417	2.01%	11,795	3.72%
Construcción	11,465	6.73%	20,638	6.52%
Comercio	25,480	14.95%	38,340	12.11%
Servicios	65,871	38.66%	132,541	41.85%
Total	153,919	100.00%	288,021	100.00%

Fuente: BCRP (s. f.), Banco de la República de Colombia (s. f.)
Elaboración propia

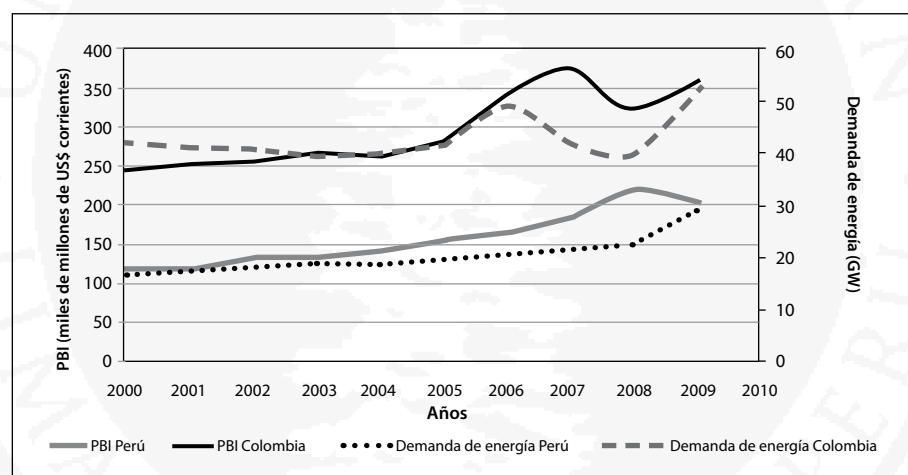


Figura 2. Perú y Colombia: correlación entre el PBI y la demanda de energía eléctrica, 2000-2010

Fuente: USA CIA (s. f. a y s. f. b).
Elaboración propia.

El World Economic Forum (WEF, 2011), en su estudio de niveles de competitividad global, otorga tanto al Perú como a Colombia una calificación de 4.1 (en una escala de 1 al 7). En ambos países resalta el grado de protección a los inversionistas, el manejo del presupuesto gubernamental, el nivel de orientación de los consumidores, la flexibilidad en la determinación

del gasto fiscal, la solidez de los bancos, el acceso a Internet y el tamaño de los mercados internos.

Colombia obtiene mejores resultados en cuanto a la rigidez de la legislación relativa al empleo y la relación existente entre los empleadores y la fuerza laboral, la cantidad y la calidad de los proveedores nacionales disponibles, y el nivel de desarrollo de los *clusters*.

Por su parte, el Perú destaca en materia económica, el manejo de la deuda pública, la calidad de sus escuelas de negocios, el manejo de las tarifas arancelarias y las barreras comerciales, la disponibilidad de servicios financieros, la facilidad de acceso a crédito, las bajas restricciones a los flujos de capital y nivel de atracción para inversiones de riesgo.

Respecto de los factores que impiden hacer negocios en ambos países, según el WEF (2011), la corrupción es uno de los más importantes (figura 3). En el Perú, el factor que supera a la corrupción es la burocracia ineficiente; mientras que en Colombia, los niveles de las tasas impositivas y la dificultad de acceso al financiamiento son factores críticos. Si bien en ambos países se percibe una fuerte estabilidad del gobierno, en el Perú la inflación y la regulación del tipo de cambio son factores que presentan poca influencia en la decisión de hacer negocios; a diferencia de Colombia, donde estos elementos sí tienen cierta importancia.

2. Características generales del sector eléctrico⁷

La industria eléctrica es en sí muy compleja, principalmente por la naturaleza física de la energía, que no permite su almacenamiento. La electricidad es un elemento altamente relevante en el desarrollo de cualquier nación, por lo que su manejo cobra especial importancia.

La energía eléctrica se produce por la inducción que produce el campo electromagnético al rotar las turbinas que contienen conductores eléctricos alrededor de un magneto o una fuente magnética.

7. Para una mejor comprensión de los términos más usados en este sector, véase el anexo 2.

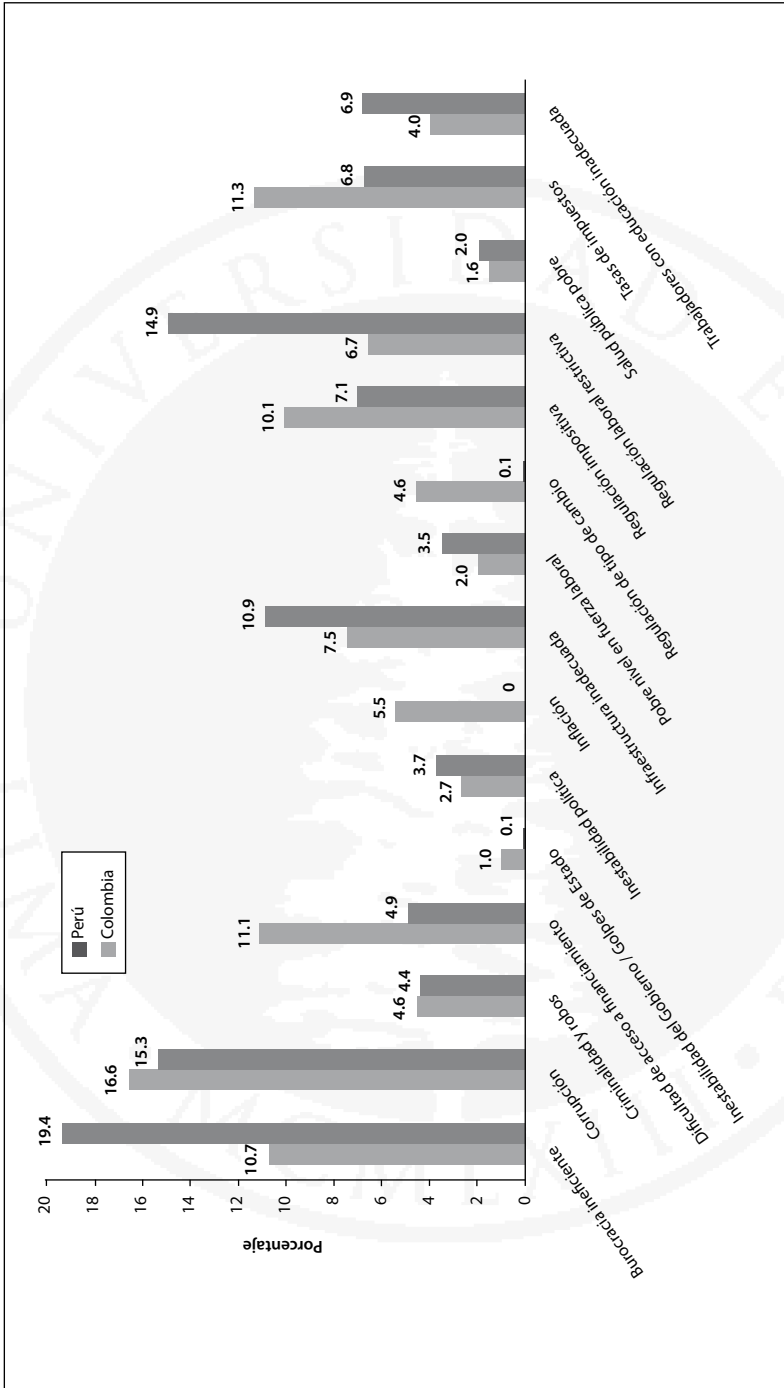


Figura 3. Perú y Colombia: factores que impiden hacer negocios

Fuente: WEF, 2011.

En ambos países, la capacidad de generación instalada proviene de fuentes de energía hidroeléctrica y fuentes de energía térmica.

La generación hidroeléctrica se obtiene mediante el aprovechamiento de la energía cinética y potencial de corrientes naturales o forzadas de agua para hacer girar las turbinas. La energía de fuentes térmicas se obtiene al quemar combustibles fósiles (como petróleo o gas natural) o minerales (como el carbón) para crear la fuerza necesaria que permita mover las turbinas.

3. Características del sector eléctrico peruano

El Estado peruano se caracteriza por fomentar de manera intensiva la inversión privada en el sector eléctrico. Entre 1994 y el 2001 lo hizo a través de privatizaciones; luego, a partir del 2002, promueve las concesiones.

La industria de la energía eléctrica en el Perú comprende tres actividades básicas en su cadena productiva: generación, transmisión y distribución, una de cuyas premisas fundamentales es la libre competencia.

Por otro lado, en este sector existen dos grandes tipos de clientes:

- a) *Clientes libres*: son 259 grandes consumidores de electricidad (importantes complejos mineros, comerciales e industriales) cuya demanda de potencia es igual o superior a 2.5 megavatios. Las tarifas para estos clientes se contratan de manera directa en una negociación entre el generador y el comprador.
- b) *Clientes regulados*: alrededor de 4.6 millones de usuarios cuya demanda de potencia mensual es inferior a 2.5 megavatios.

De acuerdo con la Ley 28832, los usuarios con demandas mayores a 0.2 megavatios y menores a 2.5 megavatios pueden optar por ser considerados, ante la ley, como usuarios libres o regulados. Los clientes libres o agrupación de clientes libres son denominados «grandes usuarios» cuando la potencia contratada total es igual o superior a 10 megavatios.

3.1. Cadena productiva del sector eléctrico

En la figura 4 se muestra cómo opera el sector eléctrico en el Perú, así como los agentes participantes de la cadena productiva.

Las actividades del sector eléctrico peruano están separadas en dos grandes grupos: a) las relacionadas con la producción y b) las relacionadas con la distribución. En el primer grupo se encuentran las funciones de generación (producción de electricidad, transmisión, y operación del sistema y distribución. El segundo grupo comprende los aspectos relacionados con las ventas a nivel mayorista y minorista; es decir, se refiere a las distribuidoras, que son las que llevan la electricidad a los consumidores finales.

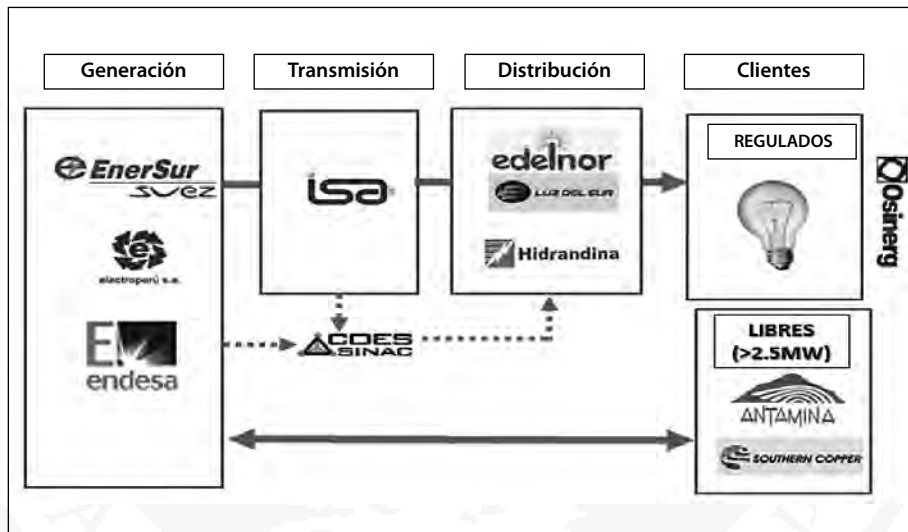


Figura 4. Estructura operativa del sector eléctrico peruano

Fuente: Minem
Elaboración propia.

3.1.1. Generación

Las generadoras son las encargadas de producir y planificar el abastecimiento de la energía. Según Osinergmín, en el año 2009 la producción total de energía fue de 32,669 gigavatios hora. La generación hidráulica representó el 67.41% del total producido, mientras que la generación térmica aportó el

32.59% restante. La generación térmica utilizó como fuente, principalmente, gas natural (27.97%), carbón (3.08%) y petróleo (1.54%).

La producción de energía eléctrica en plantas térmicas es hasta cuatro veces más costosa que la efectuada en plantas hidroeléctricas, por el alto costo de los combustibles (Pacific Credit Rating). Por esta razón, las plantas térmicas son usadas cuando las hidroeléctricas operan a su máxima capacidad o cuando no hay suficiente caudal en los ríos para la producción normal de energía.

Existen tres mercados para la venta de energía proveniente de los generadores:

- a) *Mercado de corto plazo o spot*. El precio se define según los costos variables de la central más costosa que opere, y se establece para intervalos de quince minutos.
- b) *Mercado de generación para los clientes regulados*. Destinado a la venta de energía a distribuidores que atienden al servicio público de electricidad.
- c) *Mercado de generación para los clientes libres*. La Ley 28832 (Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de Generación Eléctrica) establece un régimen de libertad de precios en los contratos pactados por los clientes libres con los generadores.

Según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmín), el Perú cuenta con 59 centrales de generación, distribuidas en 36 centrales hidráulicas y 23 centrales térmicas (cuadro 3). Estas centrales pertenecen al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y están a cargo de 15 diferentes empresas cuya capacidad de generación es de 4,445.209 megavatios de potencia firme. El 61.10% de esta capacidad corresponde a centrales hidráulicas y el 38.90%, a térmicas. La Empresa de Generación Eléctrica de Lima S. A. (Edegel) es la empresa que tiene la mayor potencia firme —1,302.792 megavatios (29.31% del total nacional)—, y cuenta con 7 centrales hidráulicas y 2 térmicas.

Cuadro 3. Perú: empresas generadoras de energía eléctrica, diciembre del 2010

Empresa	Tipo de central	Centrales		Potencia firme (MW)	
Cahua	Hidráulicas	8	7	90.307	74.139
	Térmicas		1		16.168
Corona	Hidráulicas	1	1	19.632	19.632
Edegel	Hidráulicas	9	7	1,302.792	713.130
	Térmicas		2		589.662
Eepsa	Térmicas	2	2	143.880	143.880
Egasa	Hidráulicas	9	7	315.285	169.001
	Térmicas		2		146.284
Egamsa	Hidráulicas	2	1	97.602	85.791
	Térmicas		1		11.811
Egenor	Hidráulicas	8	2	500.154	353.633
	Térmicas		6		146.521
Egesur	Hidráulicas	3	2	37.550	12.400
	Térmicas		1		25.150
Electroandes	Hidráulicas	4	4	172.080	172.080
Electroperú	Hidráulicas	4	2	908.097	865.842
	Térmicas		2		42.255
Enersur	Hidráulicas	3	1	499.772	136.760
	Térmicas		2		363.012
Eléctrica Santa Rosa	Hidráulicas	1	1	0.611	0.611
San Gabán	Hidráulicas	3	1	120.898	113.098
	Térmicas		2		7.800
Shougesa	Térmicas	1	1	64.534	64.534
Termoselva	Térmicas	1	1	172.015	172.015
Total		59		4,445.209	
Hidráulicas			36		2,716.117
Térmicas			23		1,729.092

Fuente: Osinergmín.
Elaboración propia.

3.1.2 Transmisión

Esta actividad tiene por finalidad la transferencia de energía entre el punto de generación y el punto de recepción de los distribuidores.

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es el encargado de integrar, en cada momento, las actividades de generación y de transmisión.

El sistema de transmisión está compuesto por: a) un sistema principal, que es la parte común al conjunto de generadores del sistema interconectado que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica; y b) un sistema secundario, que es la parte destinada a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final.

La longitud total de las líneas de transmisión es de 19,632.31 kilómetros (cuadro 4), que se encuentran distribuidos entre empresas de generación (3,188.38 kilómetros), empresas de transmisión (9,936.09 kilómetros) y empresas de distribución (5,676.21 kilómetros). Cabe resaltar que los grandes consumidores (complejos mineros, industriales y comerciales) también cuentan con instalaciones de transmisión, las que comprenden 831.63 kilómetros.

De acuerdo con los registros del Osinergmín, se cuenta con un total de 759 transformadores: 175 de empresas de generación, 79 de empresas de transmisión, 358 de empresas de distribución, y 147 de propiedad de los grandes clientes.

Dentro de las empresas de transmisión de energía destaca la Red de Energía del Perú S. A. (Repsa), pues cuenta con el 31.45% de las líneas de transmisión, 50 transformadores y 72 de las 111 líneas de transmisión que poseen las empresas de transmisión.

3.1.3 Distribución

La función de las empresas distribuidoras consiste en recibir la energía de las generadoras o transmisoras y trasladarla, mediante su propia red, para el consumo de los usuarios finales. Además de la función de intermediario,

Cuadro 4. Perú: infraestructura de transmisión de energía eléctrica

Empresas	Número de líneas	Número de transformadores	Total (km)
Empresas de Generación			
Cahua	5	9	162.55
Chavimochic	3	7	24.80
Corona	1	2	4.30
Edegel	18	24	651.98
Eepsa	2	3	12.00
Egasa	6	21	75.34
Egema	3	9	185.17
Egenor	6	13	349.76
Egesur	6	5	103.76
Electroandes	59	40	788.02
Electoperú	15	20	110.10
Enersur	9	14	352.49
Kallpa	2	2	0.78
San Gabán	3	3	324.88
Sinersa	2	3	42.44
Total empresas de generación	140	175	3,188.37
Empresas de transmisión			
Conenhua	7	4	357.38
Depolti	2	4	152.73
Etenorte	6	3	349.76
Eteselva	3	1	392.00
ISA	5	3	391.68
Redesur	4	2	534.43
REP S.A	72	50	6,173.06
Transmantaro	4	2	1,206.10
Transmisora Andina	2	0	182.09
Transmisora Callalli	4	4	146.65
Transmisora Guadalupe	1	3	16.01
Transmisora Norperuana	1	3	33.90
Total empresas de transmisión	111	79	9,936.09
Empresas de distribución			
Adinelsa	2	2	84.37
Coelvisac	1	1	0.33
Edecañete	1	2	8.50
Edelnor	47	69	432.91
Electro Noroeste	17	24	494.18
Electro Oriente	8	12	316.52
Electro Sureste	11	17	701.81
Electro Surmedio	18	22	424.83
Electro Ucayali	2	5	12.98
Electrocentro	19	33	427.81
Electronorte	6	13	206.50
Electropuno	4	5	176.33
Electrosur	9	16	188.25
Hidrandina	47	48	1,380.82
Luz Del Sur	43	63	414.65
SEAL	27	26	405.39
Total empresas de distribución	262	358	5,676.21
Otras empresas	50	147	831.63
Total general instalaciones	563	759	19,632.30

Fuente: Osinergmín.
Elaboración propia.

lleva a cabo la comercialización de la energía en el área geográfica que le fue asignada por concesión.

Veinte empresas de distribución cubren la totalidad del territorio peruano. Estas empresas se ocupan de gestionar la energía eléctrica de media tensión y baja tensión⁸ por medio de la utilización de redes aéreas y subterráneas, para hacer llegar la energía eléctrica hasta el consumidor. Las redes de baja tensión tienen una mayor cobertura que las de media tensión, pues mediante ellas se distribuye la energía al consumidor doméstico.

La infraestructura de redes aéreas alcanza los 41,855 kilómetros; y la de redes subterráneas, 16,093 kilómetros. Como se aprecia en el cuadro 5, la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S. A.

Cuadro 5. Perú: líneas de distribución de energía diciembre del 2010

Empresas	Media tensión		Baja tensión	
	Red aérea (km)	Red subterránea (km)	Red aérea (km)	Red subterránea (km)
Edelnor	1,762	1,387	3,746	6,547
Luz del Sur	1,528	1,379	2,512	7,563
Hidrandina	3,458	105	4,786	687
Electrocentro	6,848	17	7,473	63
SEAL	1,855	20	2,874	380
Electro Sureste	5,471	46	5,236	99
Electro Noreste	1,860	20	2,623	210
Electro Surmedio	1,947	21	1,449	251
Electro Oriente	923	5	1,654	11
Electro Norte	2,019	33	2,397	171
Electro Sur	1,247	8	1,361	41
Electro Puno	3,440	3	4,368	1
Electro Ucayali	221	1	721	1
Edecañete	312	2	257	41
Coelvisa	238	28	7	0
Electrotocache	210	0	150	2
Emsemsa	34	8	114	24
Enseusa	39	150	69	1
Electro Pangoa	2	0	7	0
Sersa	10	0	51	0
Total nacional	33,424	3,233	41,855	16,093

Fuente: Osinergmín.

8. La media tensión se refiere a las instalaciones con cargas de entre 1 y 36 kilovoltios. La baja tensión se refiere a instalaciones con cargas menores o iguales a 1kilovoltio.

(Electrocentro S. A.), Electro Sur Este S. A. A., la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S. A. A. (Edelnor S. A. A.) y Luz del Sur son las empresas con mayor infraestructura en redes de distribución tendidas. Electrocentro S. A. posee la mayor infraestructura en redes aéreas, con el 17.85% del total; en cuanto a redes subterráneas de baja tensión, Edelnor S. A. A y Luz del Sur concentran el 87.68% del total.

3.2. Instituciones relacionadas con el sector

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas (D. L. 25844) (Minem, 2009, marzo), la organización del sector electricidad incluye las siguientes instituciones:

- a) *Ministerio de Energía y Minas (Minem)*. Es la entidad rectora del sector energético y minero, cumple labores normativas. Con respecto al sector energético, el Minem tiene diversas funciones: a) promover el desarrollo sostenible y competitivo del sector, asegurando el suministro de energía en forma eficaz y eficiente; b) velar por el cumplimiento del marco legal vigente (Ley de Concesiones Eléctricas); c) conducir las políticas energéticas de mediano y largo plazo orientadas al aprovechamiento óptimo de los recursos sin perjudicar al medioambiente; d) promover la inversión privada en el sector para la modernización de la infraestructura; y e) otorgar concesiones y autorizaciones para participar en el negocio eléctrico en el país.
- b) *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmín)*. Entre sus funciones se encuentran: a) regular, supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería; y b) hacer cumplir las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medioambiente en el desarrollo de dichas actividades.

Con respecto al sector eléctrico, algunas de sus principales funciones son: a) fijación de tarifas en barra (energía y potencia) en el nivel de generación cada seis meses, y sus fórmulas de actualización; b) fijación de las condiciones de ajuste de las tarifas al cliente final; y c) fijación del precio básico de la potencia de punta.

- c) *Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC)*. Es un organismo técnico cuya finalidad es coordinar la entrega de energía de los generadores a los distribuidores, al mínimo costo, garantizando la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Está conformado por los titulares de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentran interconectadas en el sistema nacional.
- d) *Empresas eléctricas*. Las empresas eléctricas son aquellas que se encargan de la generación, transmisión o distribución de energía eléctrica a los agentes económicos que demandan dicho recurso. Según el Minem y el Osinergmín, actualmente existen quince empresas generadoras, doce empresas de transmisión y veinte empresas distribuidoras.

3.3. Oferta y demanda de energía

Oferta

A partir del año 2004 se presenta un crecimiento constante en la potencia instalada, a una tasa promedio anual superior a 5%; destaca especialmente el periodo 2008-2009, con un incremento de más de 10% en la potencia instalada (cuadro 6). Así, en el año 2009, la potencia instalada equivalía a 7,880 megavatios⁹. Este incremento de la potencia instalada de energía se explica por el rápido crecimiento de la infraestructura de centrales termoeléctricas operadas con gas natural, como Termochilca, Kallpa I y II.

Asimismo, se puede apreciar que el crecimiento promedio de la potencia efectiva de las centrales termoeléctricas operadas con gas natural es superior al 25%; mientras que las centrales hidráulicas solamente alcanzaron un crecimiento promedio de 2.3%. Además, hubo una reconversión de centrales térmicas de diésel a gas natural.

9. Mientras la potencia se mide en megavatios, la energía producida se mide agregándose el factor de tiempo, ya sea en megavatios hora o gigavatios hora. Si se multiplica la potencia instalada (7,880 megavatios) por el total de horas que tiene el año, se obtendría 69,028.8 gigavatios hora.

Cuadro 6. Perú: evolución de la potencia instalada y efectiva de energía eléctrica por fuente (en MW)

	2000	2006	2007	2008	2009	2010	Crecimiento promedio
Potencia instalada*	n. d.	6,658	7,028	7,158	7,880	n. d.	n. d.
Potencia efectiva**	4,403	4,723	5,251	5,277	5,696	6,278	3.6%
Hidráulica	2,444	2,811	2,814	2,839	2,857	3,077	2.3%
Térmica	1,959	1,912	2,437	2,437	2,839	3,201	5.0%
Carbón	125	141	141	141	141	141	1.2%
Gas natural	237	989	1,514	1,514	2,011	2,373	25.9%
D2 y otros	1,597	783	783	783	688	688	-8.1%

Fuente: *Minem, **Osinergrmín.

Cabe señalar que el desarrollo de los yacimientos gasíferos de Camisea, a partir del año 2004, permitió el desarrollo de centrales termoeléctricas; mientras que la producción de energía por medio de centrales hidráulicas se mantuvo en los mismos niveles desde el 2002 (figura 5).

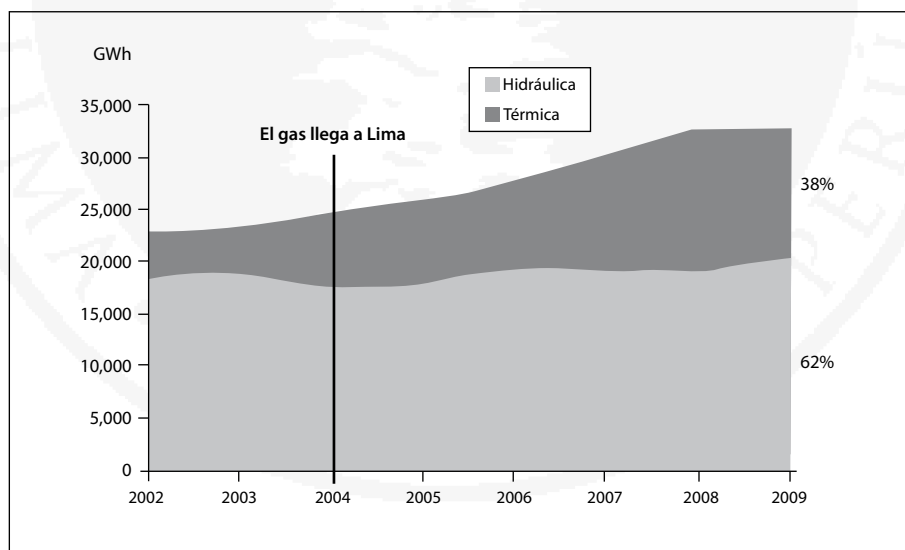


Figura 5. Perú: producción de energía eléctrica por fuente (en GWh).

Fuente: Minem.

Conforme lo manifestó el jefe de Proyectos en Asuntos Eléctricos e Hidrocarburos de Proinversión, se brindaron incentivos a la generación térmica con gas natural para poder asegurar la demanda de este insumo. Sin embargo, este hecho ha desincentivado la inversión en centrales hidráulicas.

Demanda

Los estudios y las proyecciones que realizaron el Minem (2009, julio) y el COES-SINAC (2009) coinciden respecto de un crecimiento de la demanda de energía en un factor de 5% anual por los próximos diez años, aproximadamente, dadas las mismas condiciones de actividad económica (ver cuadro 7 y figura 6). El COES, además, pronostica un incremento en la misma tasa de la potencia requerida en el ámbito nacional.

En cualquier caso, según la proyección del Minem (2009, julio), el incremento en la demanda futura no sería menor a 5% anual para los próximos 15 años, lo cual constituye un incentivo inicial para la formulación de proyectos de generación eléctrica.

Dado que la oferta de generación eléctrica en el Perú está compuesta principalmente por centrales hidráulicas, la variación de las condiciones hidrológicas ejerce un fuerte impacto en los precios marginales de la energía. Además, sobre la base de la eficiencia del resto de la oferta —centrales térmicas que utilizan combustibles como gas natural, carbón y diésel— y la variación del costo de los combustibles, se determinarán los costos variables.

A partir de setiembre del año 2004, el gas natural de Camisea llegó a Lima y se ofreció a precios muy competitivos respecto de los combustibles usados hasta entonces en la generación térmica. Esto originó la aparición de numerosas centrales térmicas que se beneficiaban, aparte del bajo costo de su principal insumo, del bajo nivel de inversión requerido para desarrollar un proyecto de esta naturaleza.

En vista de que el regulador de la energía (Osinergrmín) fija las tarifas sobre la base de los costos de operación de las plantas térmicas, se registró una disminución considerable en el valor de las tarifas. Por tanto, los

Cuadro 7. Perú: proyección de la demanda al año 2020 (energía y potencia)

Años	Grandes cargas y otros														Total		
	Ventas		Δ Ventas	Incorporada		Proyectos		Pérdidas		Otros		Energía		Potencia		Δ Potencia	
	GWh	%	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	%	MW	MW	%	
2014	25437	5.8%	9971	5979	3646	662	45695	7.2%	6443	7.7%							
2015	26899	5.7%	10032	7276	3855	708	48770	6.7%	6823	5.9%							
2016	28419	5.7%	10098	8647	4073	755	51993	6.6%	7253	6.3%							
2017	30040	5.7%	10169	10012	4305	805	55331	6.4%	7697	6.1%							
2018	31758	5.7%	10206	11270	4552	853	58640	6.0%	8139	5.7%							
2019	33565	5.7%	10290	12441	4811	903	62011	5.7%	8621	5.9%							
2020	35466	5.7%	10372	13503	5083	953	65378	5.4%	9082	5.4%							

Fuente: COES-SINAC, 2009.

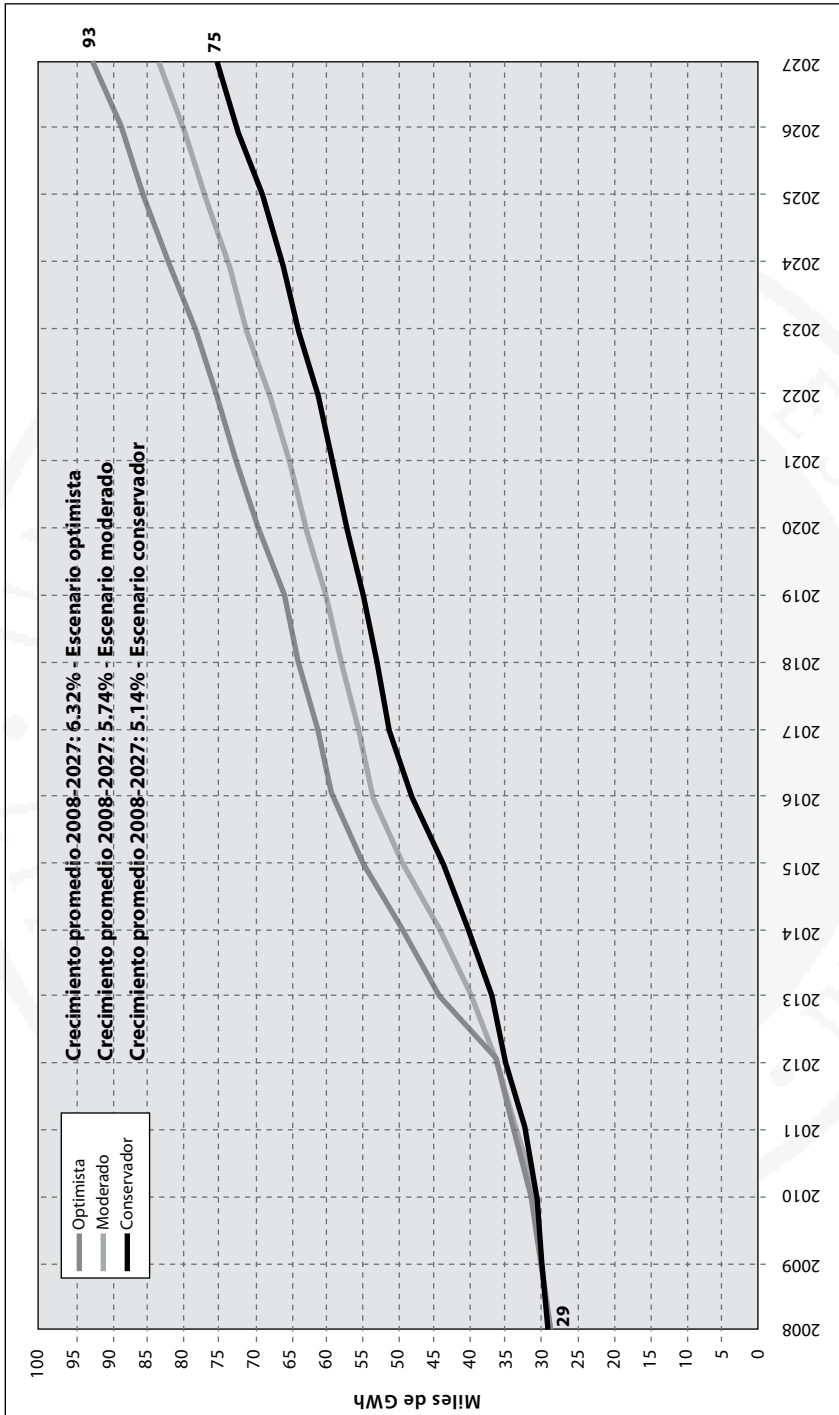


Figura 6. Perú: proyección de la demanda de energía 2008-2027

Fuente: Minem, 2009, julio.

ingresos de las generadoras hidráulicas se vieron afectados de manera significativa y, en consecuencia, alejaron a los inversionistas de este tipo de proyectos.

La dependencia de la oferta de gas natural hace muy vulnerable al sector eléctrico, razón por la cual el gobierno está desarrollando diversos incentivos para fomentar la inversión en centrales hidráulicas.

4. Características del sector eléctrico colombiano

Con la promulgación de la Ley 142 (Ley de Servicios Públicos) y Ley 143 (Ley Eléctrica) de 1994 se dio un importante cambio en la política eléctrica colombiana, pues estas leyes permitieron la reestructuración y la modernización del sector. Se estableció un modelo de libre competencia y libre actividad económica y propiedad privada para la prestación del servicio de energía eléctrica, lo que implicó que el Estado desempeñara una nueva función: ente regulador, de vigilancia y control (Proexport Colombia, s. f.: 5).

En el año 1995 entró en vigencia el marco regulatorio (Ley 143) que separa las actividades y los mercados en el sector eléctrico en: generación, transmisión, distribución y comercialización. De manera paralela, se establecen los lineamientos que promueven la libre competencia para las actividades de generación y comercialización, y se regula las actividades de transmisión y distribución bajo la modalidad de monopolios regulados (Empresa de Energía de Bogotá).

Para la clasificación de los mercados, esta misma ley determina dos tipos de categorías que se diferencian, principalmente, por el proceso de fijación de precios para la venta de electricidad: a) usuarios regulados, para los cuales las tarifas son establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) a partir de una fórmula; y b) usuarios no regulados, para los cuales los precios de venta son libres y se establecen por un contrato, luego del acuerdo entre los generadores y el usuario.

Según el estudio realizado por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (s. f.), Colombia se ve favorecida por tener una precipitación media anual de 3,000 milímetros al año, superando en más

de tres veces el promedio mundial de 900 milímetros al año y dos veces el promedio sudamericano de 1,600 milímetros al año. Además, cuenta con amplias cuencas hidrográficas y con 140,879 kilómetros cúbicos de agua subterránea. Con esta información, la entidad que promueve el turismo, la inversión extranjera y las exportaciones en Colombia, Proexport, informa que el potencial de oferta de agua ubica a Colombia en el décimo lugar en cuanto a recursos anuales renovables en el mundo, lo cual lleva a estimar una capacidad de generación de energía eléctrica potencial de 90,000 megavatios, comparada con la capacidad efectiva actual de cerca de 14,000 megavatios (Proexport Colombia, s. f.: 3).

4.1. Cadena productiva del sector eléctrico

En la figura 7 se presentan los cuatro niveles productivos del sector de energía con sus respectivos agentes participantes, así como la interacción entre ellos. Se puede apreciar que toda la energía consumida es abastecida por los comercializadores, agentes que se proveen de las empresas generadoras, las distribuidoras y la Bolsa de Energía¹⁰.

4.1.1. Generación

El proceso de generación eléctrica se puede realizar mediante una planta hidráulica o una térmica que se interconecte con el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Según la consultora XM Compañía de Expertos en Mercados (s. f.), la generación hidráulica explicó el 67% de la generación eléctrica en el año 2010, cifra menor al 27.4% que se registró en el 2009. Por otro lado, la generación térmica pasó de contribuir con el 25.9% de la generación total del año 2009 a 27.4%, en el 2010. Se observa que se mantiene la proporción de participación entre las fuentes de generación eléctrica.

Según la Empresa de Energía de Bogotá, las actividades de generación se pueden realizar de forma exclusiva o combinada con otras actividades productivas del sector eléctrico.

10. Para mayor detalle sobre la Bolsa de Energía, véase el anexo 3.

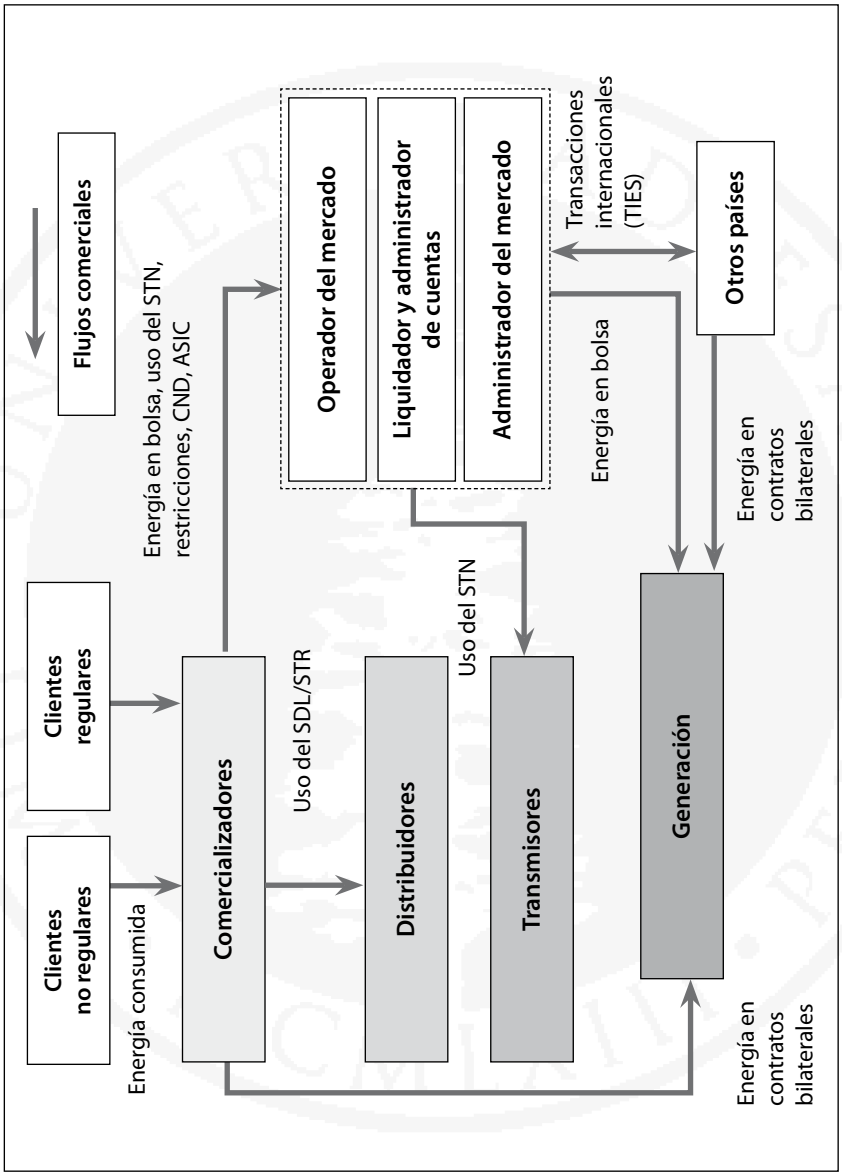


Figura 7. Estructura operativa del sector eléctrico colombiano

Fuente: Andesco, 2010.

Los generadores conectados al SIN se clasifican en:

- a) *Generadores*: agentes que realizan transacciones de energía en el mercado mayorista de electricidad. Por lo general, estos agentes cuentan con una capacidad instalada igual o superior a 20 megavatios.
- b) *Plantas menores*: plantas generadoras con una capacidad instalada inferior a 20 megavatios, que se encuentran reglamentadas por la Resolución 086 del año 1996, emitida por la CREG. El objetivo de esta resolución es establecer las normas aplicables a este tipo de plantas, así como la opción de acceso al mercado mayorista.
- c) *Autogenerador*: persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, exclusivamente, para atender sus propias necesidades; solo utiliza el sistema interconectado para obtener respaldo, y puede ser o no el propietario del sistema de generación. Este tipo de agentes se encuentra regulado por la Resolución 084 del año 1996, emitida por la CREG.
- d) *Cogenerador*: persona natural o jurídica que produce energía por medio de un proceso de cogeneración. Este proceso consiste en una producción combinada de energía eléctrica y térmica, que forma parte de una actividad productiva destinada al consumo propio o de terceros. La energía se utiliza en procesos industriales o comerciales. La Resolución 085 establece la reglamentación aplicable a las transacciones que realizan estos agentes.

En 1997 se constituyó la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica, Acolgen, con el fin de promover «el crecimiento sostenible de sus Asociados y el desarrollo eficiente del Sector Energético nacional e internacional [...]» (Acolgen). Esta asociación se encuentra conformada por 16 empresas de generación de energía eléctrica (cuadro 8), que representan el 84.5% de la capacidad eléctrica instalada en Colombia; en otras palabras, concentran el 100% de las plantas hidroeléctricas y el 57% de las plantas termoeléctricas.

Se calcula que la capacidad instalada total para generación eléctrica en Colombia es de 14,821 megavatios, de los cuales el 65.4% corresponde a tecnología hidráulica y el 34.6%, a generación térmica.

Cuadro 8. Colombia: empresas generadoras asociadas a Acolgen

Empresa asociada	Capacidad instalada (MW)	Propiedad accionaria	Tecnología (capacidad instalada en MW)					
			Hidráulica	Gas	Carbón	Interconexión	Combustible líquido	Eólica
EPM ESP*	3,350	Pública	2,877	455				18
Emgesa S.A. ESP*	2,858	Privada	2,448	187	223	150		
Isagen S.A. ESP*	2,338	Mixta	1,903	285				
AES Chivor & Cia. SCA ESP	1,000	Privada	1,000					
EPSA S.A. ESP	915	Privada	915					
Colinversiones S.A. ESP*	769	Privada		769				
Empresa Urtra S.A. ESP	340	Privada	340					
Termoemcali S.A. ESP*	233	Mixta		233				
Termocalle SCA ESP*	205	Privada		205				
CHEC S.A. ESP	190	Mixta	190					
Cía. Eléctrica Sochagota S.A. ESP	150	Privada			150			
Soposa S.A. ESP	59	Privada						59
Termodorada S.A. ESP	50	Privada		50				
Generauca S.A. ESP	46	Privada	46					
Century Energy Corporation	21	Privada	21					
Miembros adherentes								
GDF SUEZ								
Total	12,524		9,694	2,233	373	150	59	18

* Plantas a gas que pueden operar con combustible líquido.

Fuente: Acolgen.

4.1.2. Transmisión (ingreso regulado)

Consiste en la actividad de transporte de energía por medio de un conjunto de líneas con módulos de conexión, las cuales operan a tensiones iguales o superiores a 220 kilovoltios en redes regionales e interregionales de transmisión a tensiones inferiores (Empresa de Energía de Bogotá).

En el cuadro 9 se presentan las empresas registradas en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), que consiste en el conjunto de líneas y módulos de conexión que operan con tensiones iguales o superiores a 220 kilovoltios, según la Resolución 061 del año 2000 de la CREG.

Cuadro 9. Colombia: empresas de transmisión de energía

Empresa	Ciudad
Traselca S. A.	Barranquilla
Distasa S. A.	Bogotá
Empresa de Energía de Bogotá S. A.	Bogotá
Empresa de Energía del Pacífico S. A.	Cali
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A.	Cucuta
Empresas Públicas de Medellín	Medellín
Interconexión Eléctrica S. A.	Medellín
Empresa de Energía de Boyaca S. A.	Tunja

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Respecto de la infraestructura en líneas de transmisión, el cuadro 10 presenta un consolidado de acuerdo con la tensión que transporta.

Cuadro 10. Colombia: líneas de transmisión del SIN por kilovoltio (al 31 de diciembre de 2010)

Líneas	Longitud km
Trasmisión 110-115 kv	10,074.3
Trasmisión 138 kv	15.5
Trasmisión 220-235 kv	11,654.6
Trasmisión 500 kv	2,646.3
Total SIN	24,390.7

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

El principal transportador de energía en el SIN es Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., pues es propietaria del 75% de los activos de la red (Empresa de Energía de Bogotá). El 25% restante se encuentra en manos de empresas de menor envergadura, como Transelca, Empresa de Energía de Bogotá (EEB), Empresas Públicas de Medellín (EPPM), Empresa de Energía del Pacífico (EPSA), entre otros transportadores.

4.1.3. Distribución

La distribución es la actividad de transportar energía eléctrica por medio de un conjunto de líneas y subestaciones que operan a tensiones menores de 220 kilovoltios, y que no pertenecen a un sistema de transmisión regional porque están dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local (Empresa de Energía de Bogotá).

El proceso de distribución se puede clasificar en dos sistemas (Empresa de Energía de Bogotá):

- a) *Sistema de transmisión regional (STR)*: mediante Resolución 084 de la CREG del año 1996, se establece que el STR es un sistema interconectado de transmisión de energía compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión que operan a tensiones menores de 220 kilovoltios, que no pertenecen a un sistema de transmisión local.
- b) *Sistema de distribución local (SDL)*: se encuentra compuesto por redes de distribución municipales o distritales y está conformado por líneas y subestaciones que operan con tensiones menores de 220 kilovoltios, que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Los principales distribuidores se encuentran agremiados en la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica (Asocodis), creada en el año 1999 con el objetivo de representar a los distribuidores y comercializadores de energía del país. El SIN cuenta con más de 172,413 kilómetros de líneas de distribución, de las cuales el 82.23% corresponde a líneas de tensión comprendidas entre 1 y 30 kilovoltios; el 13.06%, a líneas

de tensión entre 30 y 57.5 kilovoltios; y el 4.71%, a líneas de tensión superior a 57.5 kilovoltios (Asocodis).

Entre los principales actores que participan en el proceso de distribución de energía se encuentra EEPPM, que posee la mayor demanda comercial, con 9,000 megavatios hora; seguida de Codensa, con 8,100 megavatios hora; y de Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. (Electricaribe), con 6,900 megavatios hora.

4.1.4. Comercialización

La principal función del comercializador es la compra de energía del mercado (mayorista) y la venta al detalle a los usuarios. Además, incluye la gestión del ciclo comercial de los usuarios finales regulados y no regulados.

En esta actividad, la compañía líder es Electricaribe, con el 21% de participación en el mercado; seguida de Codensa, con el 20%; EEPPM, con el 20%; ISAGEN y Empresas Municipales de Cali, EICE (Emcali), con el 6%, respectivamente. El resto de la actividad se concentra en comercializadores menores.

4.2. Instituciones relacionadas con el sector

El sector energético colombiano presenta seis actores que conforman el sistema y determinan el modelo de gestión de la industria. Comprende las siguientes funciones: dirección, planeación, regulación, operación, control y vigilancia, y agentes. En la figura 8 se puede apreciar la estructura total del sector en términos de instituciones y empresas participantes.

A continuación, se detallan las funciones de las instituciones antes indicadas.

- a) *Dirección: Ministerio de Minas y Energía.* Entidad que depende de la Presidencia de la República y es responsable de establecer la dirección estratégica del sistema eléctrico. El Decreto 70 del 17 de enero de 2001 y el artículo 59 de la Ley 489 del año 1998 establecen las funciones de este ministerio, que incluyen:

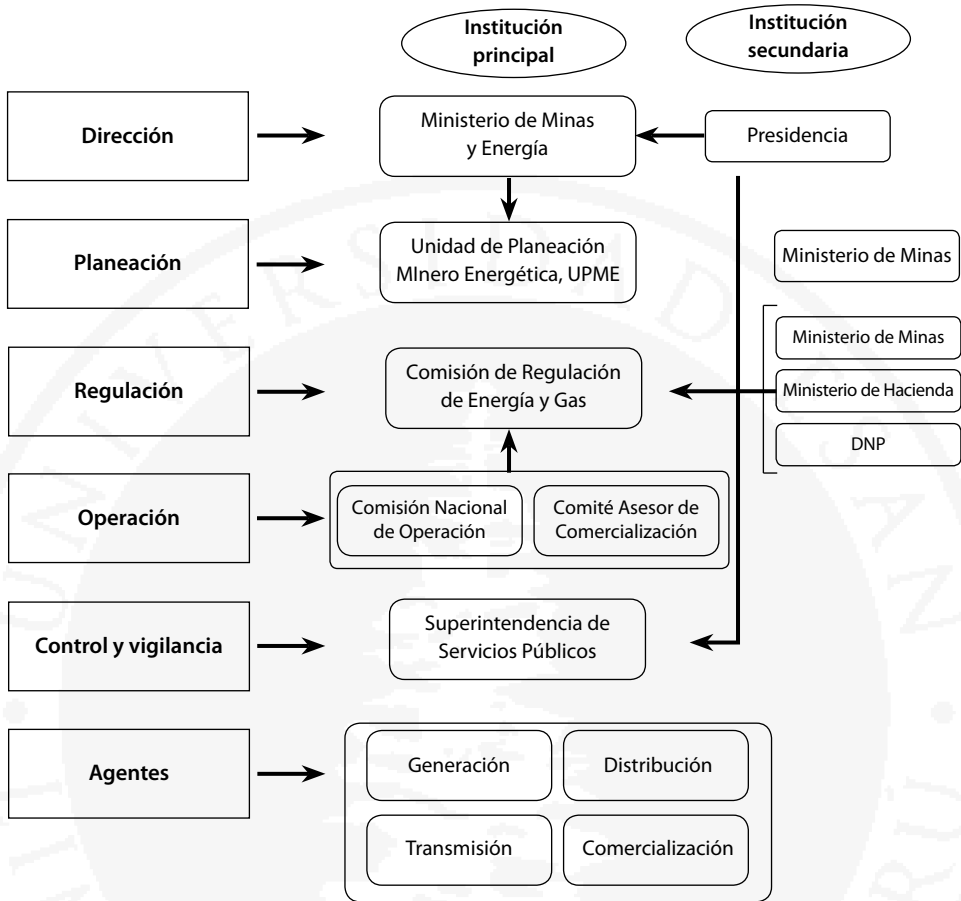


Figura 8. Instituciones relacionadas con el sector eléctrico colombiano

Fuente: Empresa de Energía de Bogotá.
Elaboración propia.

- Establecer políticas públicas sobre generación, transmisión, interconexión, distribución en materia de energía eléctrica, sobre el uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas.
- Establecer normas técnicas en materia eléctrica.
- Establecer los requisitos técnicos de cumplimiento de todas las empresas eléctricas.
- Elaborar el plan de expansión de la cobertura del servicio público de electricidad.

- b) *Planeación: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)*. Es una unidad especializada que, si bien forma parte del Ministerio de Minas y Energía, tiene autonomía administrativa. Entre sus funciones, destacan: a) definir los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país sobre la base de proyecciones de demanda y b) elaborar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo. Está regida por la Ley 143 del año 1994 y por el Decreto 255 del 28 de enero de 2004 (UPME).
- c) *Regulación: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)*. Su objetivo es fijar tarifas y supervisar los aspectos de calidad del sector. A pesar de que cuenta con autonomía institucional, algunas funciones las coordina con el Ministerio de Minas, el Ministerio de Economía y el Departamento Nacional de Planeación (DNP). Las leyes 142 y 143 del año 1994 definen las funciones de esta comisión. Entre sus funciones específicas se encuentran¹¹:
- Regular monopolios en la prestación de los servicios públicos.
 - Promover la competencia entre los que prestan el servicio público.
 - Definir los criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de servicios públicos.
 - Fijar las normas de calidad.
 - Establecer la cuantía y las condiciones de las garantías de seriedad que deben prestar quienes deseen celebrar contratos de aporte reembolsable.
- ... nuestro objetivo es lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión (<www.creg.gov.co>).
- d) *Operación: Consejo Nacional de Operación (CNO) y Comité Asesor de Comercialización (CAC)*. Tienen por función garantizar la operación

11. Para mayor detalle véase <http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-30&p_options>.

del sistema nacional mediante acuerdos de tipo técnico. El CNO del sector eléctrico «... tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del Reglamento de Operación» (Artículo 36 de la Ley 143 de 1994) (CNO). El consejo directivo de esta institución está conformado por representantes de las empresas del sector. Las decisiones del CNO pueden ser apeladas ante la CREG. Por su parte, el CAC «... es un comité creado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas —CREG— mediante la Resolución 68 de 1999, para asistirle en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista» (CAC).

- e) *Control y vigilancia: Superintendencia de Servicios Públicos.* Se encarga de que se cumplan las normas que expidan las comisiones de regulación; tiene facultades sancionadoras, organizacionalmente depende del Poder Ejecutivo.
- f) *Agentes.* Son todas las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

4.3. Oferta y demanda de energía

Oferta

Como se muestra en el cuadro 11, la generación total de energía eléctrica en el año 2010 fue de 56,887.6 gigavatios hora, superior a la demanda en un 1.32%. La generación hidroeléctrica muestra una ligera reducción de -1.6%, mientras que la generación térmica elevó su participación en el total producido. En el año 2009, la oferta de energía fue 2.35% superior a la demanda.

Cuadro 11. Colombia: generación de energía por tipo de fuente: 2009-2010

Fuente de generación	2009	2010	Variación anual
Hidráulica	38,713.8	38,088.6	-1.6%
Térmica	14,487.7	15,590.7	7.6%
Plantas menores	2,658.0	2,985.6	12.3%
Cogeneradores	106,2	222.7	109.7%
Total (GWh)	55,965.7	56,887.6	

Fuente: OX, Informe Consolidado

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados (2001)

Demanda

Presenta una tendencia creciente asociada al crecimiento del PBI, con el que tiene una alta correlación. Durante el año 2010, la demanda de energía ascendió a 56,148 gigavatios hora, lo que significó un crecimiento de 2.69% con respecto a la tasa registrada en el año 2009 (1.5%) (figura 9). Según XM Compañía de Expertos en Mercados (2001), este crecimiento fue producto, en gran medida, de los altos consumos registrados en el mercado regulado; en particular en el sector residencial, cuyo consumo equivale al 69% del total; a diferencia del mercado no regulado, que equivale al 31%.

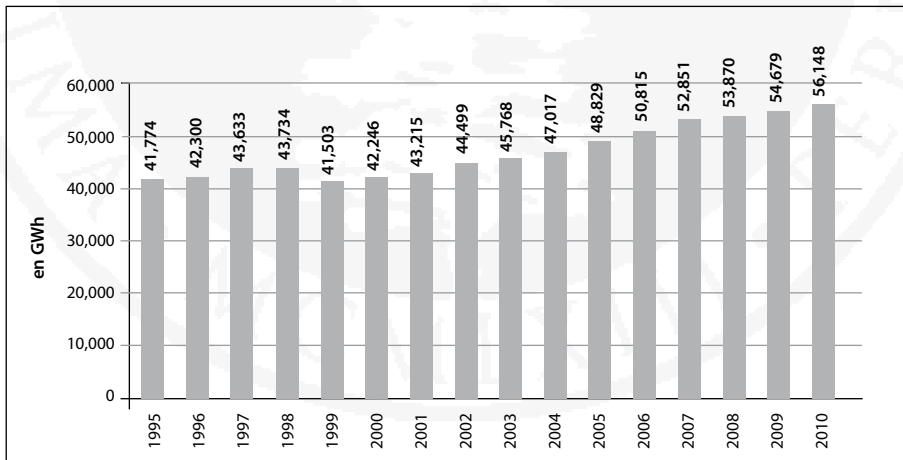


Figura 9. Colombia: demanda de energía: 1995-2010 (en GWh)

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados (2001).

Elaboración propia.

5. A modo de conclusión

El Perú ha mostrado un crecimiento económico sostenido en los últimos años, con tasas superiores a las de muchos países de la región, lo que le ha permitido ser percibido como un país muy atractivo para captar inversiones. Si bien en Colombia la tasa de crecimiento económico es inferior, esta es menos volátil por la solidez de sus instituciones y por un responsable manejo económico, que se inició mucho tiempo antes que en el caso peruano.

Sin embargo, en ambos países existen barreras que dificultan la realización de negocios. Una de las principales barreras es el nivel de corrupción, al que se le suman la burocracia ineficiente, en el Perú, así como las tasas impositivas y la dificultad de acceso al financiamiento, en Colombia. Cabe resaltar que en ambos países destaca la estabilidad del gobierno, determinada por la baja probabilidad de golpes de Estado, variable que es vista como determinante de la estabilidad política y que genera confianza a los inversionistas. No obstante, la problemática social merece un especial análisis por su grado de influencia.

La complejidad del sector eléctrico se origina en la naturaleza física de la energía, que no permite su almacenamiento. Al mismo tiempo, la energía eléctrica constituye un elemento relevante en el desarrollo de cualquier nación, por lo que su manejo cobra especial importancia.

Algunos países, como Colombia, consideran que la manera más eficiente de transar la energía es por medio de un mercado (como una emulación al mercado de valores) en el que convergen generadores y comercializadores, de modo que la tarifa es fijada por las reglas de la oferta y la demanda. En este caso, se incorpora el poder de negociación que tendría un comercializador que realiza compras a gran escala. Para otros países, como el Perú, la eficiencia en el precio de la energía es el resultado de la eficiencia operacional. Es decir, mediante la existencia de un organismo operador (COES) que defina, a cada hora, que las generadoras inyecten energía al sistema según sus costos de operación o costo marginal. Las generadoras más eficientes constituyen la primera opción para cubrir la demanda, seguidas de las menos eficientes, que cubren la sobredemanda. En otras palabras, las generadoras menos costosas son las que inician las operaciones.

La diferencia en la conformación de la cadena de valor del sector eléctrico, tanto en el Perú como en Colombia¹², constituye una característica notable que se refleja en la formación de tarifas y, por lo tanto, en los ingresos para los generadores.

En el caso peruano, en el que la hidrología es menos regular que en Colombia, existe una fuerte correlación entre la variabilidad de las lluvias y el precio de la energía. Esto, a su vez, se refleja en una mayor incertidumbre respecto de los ingresos producto de la generación y venta de energía. Por tanto, el riesgo económico en el Perú para una generadora hidroeléctrica es mayor que en Colombia. De manera paralela, el menor valor de las tarifas en el Perú ocasiona que la rentabilidad de un proyecto hídrico se vea reducida.

12. En el Perú, la cadena de valor de la industria eléctrica se compone de generadores, transmisores y distribuidores; mientras que en Colombia, a este esquema se agrega la figura de un comercializador de energía.

3

Etapas de un proyecto de generación hidroeléctrica

La estructuración de un proyecto de generación hidroeléctrica comprende el uso de herramientas, procedimientos, métodos y teorías de diversos campos, como la hidrología, la geología, la meteorología, la ingeniería, el manejo del medioambiente, la responsabilidad social, la economía financiera, la estadística, por citar los principales.

La finalidad del presente capítulo es describir cada una de las etapas de un proyecto de inversión en lo que a generación de energía hidroeléctrica se refiere. Un proyecto de inversión se define como: «la unidad de actividad económica, cuyo objetivo es producir bienes o servicios para atender determinadas necesidades, requiriendo la utilización de recursos escasos, tanto para su ejecución, como para su funcionamiento» Velásquez (2000: 45). El presente proyecto de inversión tiene como objetivo cubrir necesidades de energía eléctrica mediante la utilización del recurso hídrico, que permite la generación de energía renovable.

Es importante indicar que en el Perú existe un orden de prioridad en la utilización del agua: para uso primario, con el fin de satisfacer necesidades humanas primarias¹³; y para uso productivo, que se ejerce a partir de derechos de uso otorgados por la autoridad nacional. En este último caso, se tiene en cuenta el siguiente orden de prioridad: agrario, pecuario y agrícola;

13. Para uso poblacional, por medio de la captación del agua de una fuente o red pública con la finalidad de satisfacer necesidades humanas básicas.

acuícola y pesquero; energético; industrial; medicinal; minero; recreativo; turístico; y de transporte (Ministerio del Ambiente, s. f.).

En el caso de Colombia, el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente, del 18 de diciembre de 1974 (Secretaría del Senado. República de Colombia, s. f.), determina las prioridades para el uso de los recursos naturales en función de la necesidad de atender la subsistencia de los moradores de la región y su desarrollo económico y social. Además, por razones especiales de conveniencia pública (escasez, sequía u otros semejantes), determina que el concedente de la concesión podrá variar la cantidad de agua que puede suministrarse y el orden de prelación de cada uso. En los artículos 36 y 41 del Decreto Reglamentario 1541, del 28 de julio de 1978 (Régimen Legal de Bogotá D.C., s. f. a), se fijan derechos de prioridad para aprovechar determinados recursos hídricos, tales como: consumo humano, riego, silvicultura, abrevadero, industrial, generación de energía, explotación minera, etc.

Ante lo expuesto, se puede deducir que el recurso hídrico es un bien público y escaso en ambos países y que existe un orden de prioridad para su utilización, lo que lo convierte en un recurso apreciado.

Sobre la base de entrevistas realizadas a expertos peruanos del sector de energía, se identificaron cinco etapas que caracterizan el desarrollo de un proyecto de generación hidroeléctrica, desde su concepción hasta su puesta en funcionamiento (figura 10). A continuación, se describen dichas etapas.

1. Etapa 1: prospección

Esta primera etapa se caracteriza por concentrar capital de riesgo con el objetivo de ubicar oportunidades de inversión en proyectos hidroeléctricos.

Según los expertos entrevistados, dada su naturaleza, estos proyectos se caracterizan por una fuerte inversión inicial en infraestructura. Por ello, lo usual es que las compañías que se aventuran en la búsqueda de estas oportunidades sean de gran envergadura y, por lo general, estén asociadas al sector energético mundial.

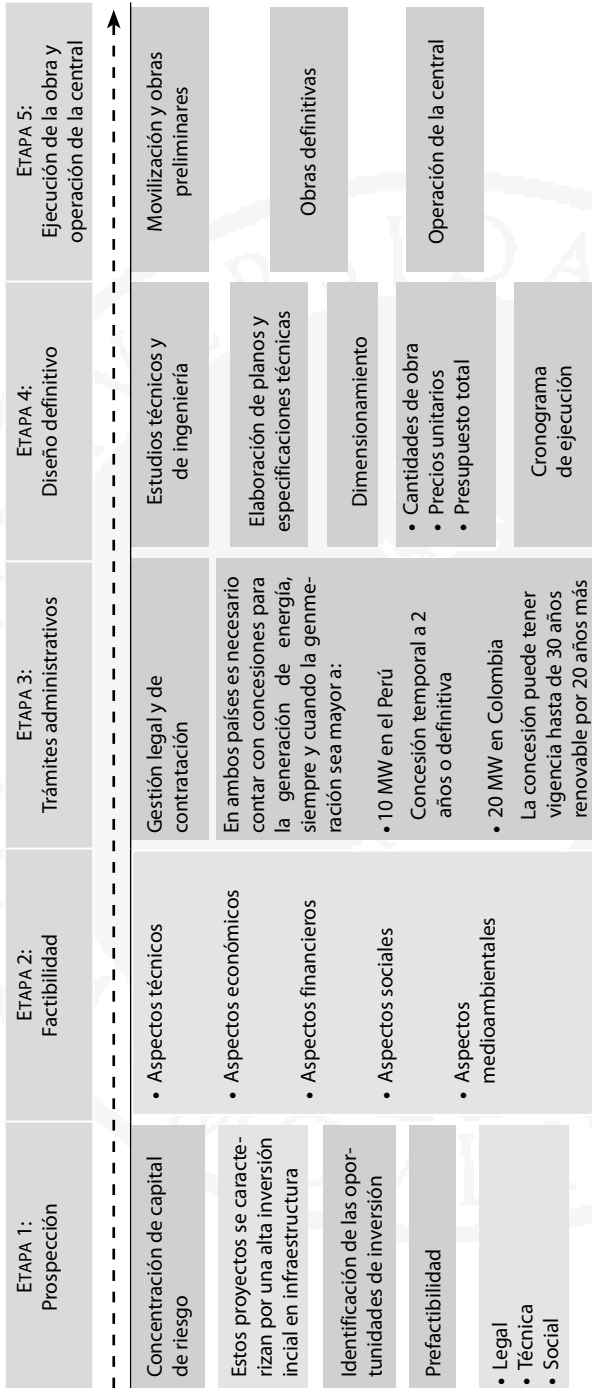


Figura 10. Etapas de un proyecto de generación hidroeléctrica

Elaboración propia.

1.1. Identificación de la oportunidad de inversión

Las oportunidades de inversión se identifican de formas muy diversas. En el caso peruano, en donde se busca promover inversiones en generación hidroeléctrica, existe una cartera de proyectos promovida por Proinversión. Por su parte, Colombia brinda una gama de oportunidades de inversión mediante su agencia Proexport —encargada de promover el turismo, las inversiones y las exportaciones—, que proporciona al inversionista el contacto con un asesor especializado por sector de interés.

Sin embargo, no son las únicas alternativas. El uso de herramientas tecnológicas facilita la identificación de puntos geofiguras apropiados, con registros de precipitaciones y pendientes con caídas de agua suficientes para localizar una central hidroeléctrica. Así, otro grupo de inversionistas más experimentados busca oportunidades mediante tecnologías de este tipo.

1.2. Prefactibilidad

Una vez determinada la oportunidad de inversión en generación de energía hidráulica, es necesario realizar estudios básicos que reflejen las posibilidades de llevar a cabo el proyecto con éxito. Así, durante esta etapa, se efectúa la evaluación en torno a tres dimensiones: legal, técnica y social.

- a) *Legal*. Se investiga la existencia de derechos de agua previamente concedidos, tierras de uso intangible, propietarios privados o un plan de desarrollo previo sobre el área de interés. Asimismo, se necesita indagar respecto de la existencia de cautela constitucional sobre la superficie por utilizar, ya sea como posible área protegida de conservación ecológica o arqueológica, y los requerimientos en cuanto a estudios de impacto ambiental.
- b) *Técnica*. Se determinan las características: a) meteorológicas e hidrológicas, pronósticos de precipitaciones y caudales de los ríos; b) topográficas, desniveles del suelo, pendientes y elevaciones que sean útiles para el desarrollo de la central hidroeléctrica; y c) geológicas, características de los materiales del suelo de la zona en donde se ubicará el proyecto hidroeléctrico y el potencial que representa para la capacidad del embalse, entre otras.

- c) *Social*. Los aspectos sociales pueden ser determinantes para proyectos de esta naturaleza. En una central hidroeléctrica de pasada, que consiste en solo tomar el agua del río, girar las turbinas y devolverla, probablemente no existan problemas. Sin embargo, en proyectos que requieran modificar la cuenca natural de un río, colocar presas, afectar tierras de cultivo, desplazar poblaciones, etc., el impacto social puede representar un riesgo y costo elevado. Por lo general, solo los proyectos de gran envergadura podrían afrontar los costos relacionados con problemas sociales.

2. Etapa 2: factibilidad

Los estudios de factibilidad tienen como objetivo determinar la viabilidad de un proyecto de inversión. Para el análisis de un proyecto de generación hidroeléctrica se realizan estudios detallados sobre los aspectos técnicos de las centrales de generación, las subestaciones y las líneas de transmisión; un profundo análisis económico y financiero de los costos de inversión y de operación; la tarifa regulada y la fortaleza de obtener financiamiento; y el impacto en la población y el medioambiente.

A continuación, se detallan las dimensiones del estudio de factibilidad: técnica, económica, financiera, social y mediambiental.

2.1. Aspectos técnicos

El punto de partida es la relación entre la demanda de potencia y el número de horas en que los aparatos eléctricos están conectados al sistema. La demanda de potencia representa la potencia instantánea que requieren varios aparatos eléctricos conectados de manera simultánea al sistema.

Otro elemento clave de las estimaciones es el cálculo de la demanda pico, que equivale a la mayor demanda de potencia esperada en el periodo y que definirá el tamaño de los grupos turbina-generador.

Algunas acciones se consideran importantes para determinar la demanda futura de energía y simular una curva de demanda. Esta puede generarse sobre la base de: a) la determinación de un horizonte de planificación, al

cabo del cual se dejará de satisfacer futuras demandas de energía; b) el número de habitantes que se beneficiarán con el servicio en el futuro; c) el comportamiento de poblaciones similares a las que se está analizando, en aspectos como condiciones socioeconómicas, clima, idiosincrasia, costumbres, etc.; d) la información sobre estudios socioeconómicos y características de la zona de estudio, que permitirá estimar la magnitud de las cargas necesarias para cada uno de los segmentos de la demanda: carga residencial, comercial, industrial y alumbrado público.

Con esta información se grafica la relación entre las horas del día y la potencia en vatios. Es decir, para cada hora se suman las cargas coincidentes y se obtiene la curva de demanda de un día típico del año (figura 11). En la figura también se aprecia la demanda pico, que se representa como la mayor carga demandada durante las diferentes horas del día. El área bajo la curva muestra la demanda de energía de ese día. Este cálculo sirve para determinar los requerimientos de capacidad instalada. La producción de energía eléctrica está dada en vatios-hora o kilovatios-hora.

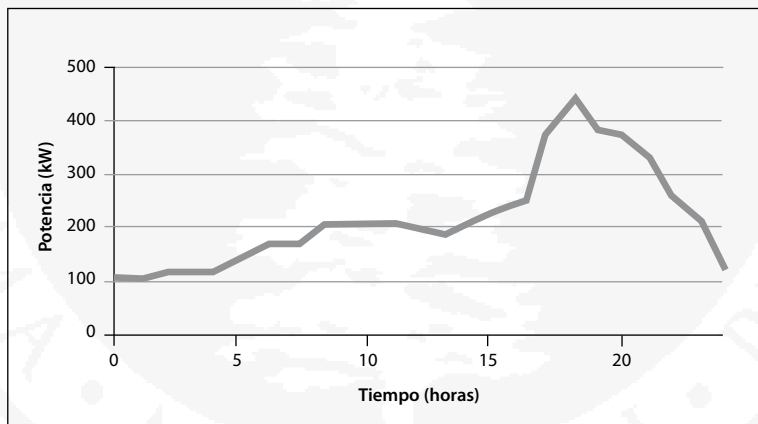


Figura 11. Curva de demanda diaria

Fuente: MEM.

Luego se determina el factor de carga y la potencia media, para lo cual se cuantifica el área bajo la curva y se le divide entre las veinticuatro horas del día. Ese resultado se divide entre la potencia pico. Mientras mayor es el factor de carga, mejor será la distribución del consumo de energía en el periodo considerado.

La estimación de la demanda es fundamental. Sobreestimarla ocasionaría, a su vez, un sobredimensionamiento de equipos y obras del proyecto; mientras que subestimarla traería como consecuencia el racionamiento o, incluso, el desabastecimiento de energía eléctrica.

A continuación, se estimará la capacidad de la central para generar potencia firme, que es el nivel de potencia que se puede producir en la zona de interés de forma ininterrumpida o con un alto grado de suficiencia. La potencia firme se calcula en función del caudal, la caída neta y la eficiencia de la central hidroeléctrica.

Finalmente, se comparan los resultados de la estimación de la demanda pico con la de la potencia firme, calculada con el fin de determinar si la demanda será cubierta con la capacidad instalada de la central. De la comparación se pueden obtener tres resultados:

- a) *Potencia firme mayor a la demanda pico del sistema.* En este caso, se debe disminuir el caudal y reducir el tamaño de las obras de captación, conducción, etc., o disminuir la caída, es decir, reducir la altura de la presa y la longitud de la tubería de presión. Ambas modificaciones deberán ajustarse a los valores de la demanda pico del sistema. También se puede realizar una modificación en la abertura de la compuerta en bocatoma, con el objetivo de controlar la entrada del caudal. En este caso, la potencia por instalar en la central se define por la demanda pico del sistema.
- b) *Potencia firme igual a la demanda pico del sistema.* Este resultado es muy poco frecuente. En caso de darse, se debe aprovechar la potencia firme de la zona de interés.
- c) *Potencia firme menor a la demanda pico del sistema.* De darse este resultado, se requerirá una evaluación técnico-económica más profunda para tomar la decisión sobre la potencia por instalar.

Con esta información y sobre la base de datos más detallados en cuanto a meteorología, hidrología, topografía, geología y geotecnia, es posible llevar a cabo un adecuado dimensionamiento y prediseño de las obras requeridas.

2.2. Aspectos económicos

Si se tiene conocimiento de la capacidad del proyecto para generar energía y los costos de las obras requeridas, es posible tener un estimado de la inversión en infraestructura.

De manera paralela se estima el valor de la demanda, tanto en el nivel del mercado energético regulado como en los posibles contratos privados que pueda suscribir el inversionista, para calcular los posibles ingresos.

Por último, según la lógica económica para evaluar un proyecto, se toma en cuenta el esquema de costo-beneficio. El principal objetivo de la evaluación económica es identificar los costos y los beneficios, medirlos y valorarlos.

2.3. Aspectos financieros

En esta dimensión, a partir de la información económica y de los incentivos tributarios a la inversión en el sector, se elaboran los flujos de caja proyectados en un horizonte temporal, los que serán descontados a una tasa adecuada con la finalidad de cuantificar la generación de valor del proyecto.

La determinación de la tasa de descuento aplicable y la metodología de evaluación para el proyecto cobran especial relevancia en esta fase porque deben incluir todos los riesgos¹⁴ a los que se enfrentaría un inversionista y, al mismo tiempo, le permitan cubrir su costo de capital. Una leve variación en la tasa de descuento puede ser determinante para definir la viabilidad o no del proyecto.

2.4. Aspectos sociales

La evaluación social aplicada a un proyecto hidroeléctrico se centra en definir, en primera instancia, el impacto —directo e indirecto— que tendrán sus actividades económicas en las poblaciones o comunidades adyacentes,

14. Los riesgos por considerar en la tasa de descuento se explicarán con mayor detalle en el capítulo 4.

y la posición de estas respecto de la ejecución de la obra. Esta dimensión, por su alta sensibilidad, es muy importante en países en vías de desarrollo.

Desde esta perspectiva, la función del analista se orienta a determinar la posición de la comunidad y la de sus autoridades, ya sea a favor o en contra del proyecto. En este último caso, se pueden establecer las acciones necesarias para lograr la aceptación de la comunidad. Por lo general, estas se traducen en proyectos de responsabilidad social, como alfabetización, construcción de escuelas, postas médicas, contratación de mano de obra local, etc.

Sin embargo, cuando la ejecución del proyecto implica el desplazamiento de poblaciones, el tema social podría convertirse en crítico. Según el Banco Mundial, un proyecto es negativo socialmente si requiere el desplazamiento físico de grandes cantidades de personas, en especial indígenas o poblaciones rurales vulnerables, o cuando pone en peligro las fuentes de ingreso de estas poblaciones o si existe la posibilidad de pérdida de propiedad cultural importante o irremplazable (Ledec y Quintero, 2003).

2.5. Aspectos medioambientales

Si bien la generación hidroeléctrica es una de las formas más limpias de producir energía, es innegable el impacto ambiental que se produce por la ejecución de la infraestructura necesaria. En este sentido, el estudio de impacto ambiental está orientado a identificar, describir y evaluar de manera apropiada los efectos, directos e indirectos, del proyecto sobre el medioambiente, y las implicancias de estos efectos.

Los principales factores de análisis en cuanto al impacto ambiental del proyecto son: a) el ser humano, la fauna y la flora; b) el suelo, el agua, el aire, el clima y el paisaje; y c) los bienes materiales y el patrimonio cultural.

El estudio de impacto ambiental implica la elaboración de un plan de manejo ambiental detallado, que incluye acciones necesarias para evitar, minimizar o compensar los efectos negativos y potenciar los efectos positivos del proyecto, así como el establecimiento de un programa de monitoreo que relacione el comportamiento del medioambiente con las obras del proyecto y tenga en cuenta medidas de mitigación y contingencia.

De acuerdo con un experto de Proinversión, el mayor impacto al medioambiente es el espejo de agua que se forma al realizar un embalse, dado que se modifica el ecosistema de la zona donde se desea desarrollar el proyecto.

3. Etapa 3: trámites administrativos, gestión legal y de contratación

Una vez que se tienen fundamentos para presuponer la viabilidad del proyecto, es necesario efectuar los trámites pertinentes con la finalidad de dar a conocer el interés en la inversión. Así, mientras se llevan a cabo estudios con mayor detalle, se preserva la zona prevista para el proyecto. Cabe mencionar que en ambos países es necesario contar con concesiones para la generación de energía, siempre y cuando la generación sea mayor a 10 megavatios, en el Perú, y a 20 megavatios en Colombia. La reglamentación aplicable es distinta.

3.1. El Perú

En el Perú, la Ley de Concesiones Eléctricas (Minem, 2009, marzo) norma todo lo relacionado con las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía. En esta ley se precisan los trámites necesarios que permiten obtener una concesión para la generación de energía hidroeléctrica.

Entre las concesiones que se otorgan en materia de generación de energía hidroeléctrica, se encuentran la concesión temporal y la concesión definitiva. El proceso se inicia con la presentación de una solicitud de una concesión temporal, a fin de registrar el interés y obtener un orden de prioridad en el caso haya concurrencia de postores sobre un mismo proyecto. La concesión temporal permite hacer uso de bienes de uso público y tener derecho a obtener la imposición de servidumbres para la realización de estudios referidos al proyecto.

Por lo general, la concesión temporal se otorga por dos años y no es de carácter exclusiva para el acceso a las cuencas, es renovable por un año adicional y tiene como objetivo afinar los estudios de factibilidad del proyecto. En el caso de que los resultados sean favorables para la decisión

de inversión, se solicitará la concesión definitiva al Ministerio de Energía y Minas. Este tipo de concesión tiene plazo indefinido y adquiere carácter contractual cuando el peticionario acepta, por escrito, la resolución emitida y suscribe el contrato correspondiente. Las obligaciones de los concesionarios se especifican en el artículo 31 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Los procedimientos para la solicitud de ambas concesiones se detallan en el anexo 4.

3.2. Colombia

La Ley 142, Ley de Servicios Públicos, y la Ley 143, Ley Eléctrica (Régimen Legal de Bogotá D.C., s. f. b), ambas del año 1994, establecen el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, por la que se conceden unas autorizaciones y se norman otras disposiciones en materia energética.

Cuando se desea aprovechar estos recursos hídricos será necesario que exista una concesión, entendida como la autorización para su uso y aprovechamiento. Esta concesión tiene carácter exclusivo para los estudios de la cuenca y está sujeta a dos criterios básicos: a) disponibilidad del recurso y b) necesidades del objeto o finalidad a la que se van a destinar los recursos hídricos (ver anexo 5).

La Ley Eléctrica precisa, en su artículo 55, que:

Mediante el contrato de concesión, la Nación, el departamento, el municipio o distrito competente podrán confiar en forma temporal la organización, prestación, mantenimiento y gestión de cualquiera de las actividades del servicio público de electricidad a una persona jurídica privada o pública o a una empresa mixta, la cual lo asume por su cuenta y riesgo, bajo la vigilancia y el control de la entidad concedente.

El concesionario deberá reunir las condiciones que requiera el respectivo servicio, de acuerdo con los reglamentos que expida el Ministerio de Minas y Energía. El otorgamiento de la concesión se hará mediante oferta pública a quien ofrezca las mejores condiciones técnicas y económicas para el concedente y en beneficio de los usuarios (Régimen Legal de Bogotá D.C., s. f. b).

La Resolución 520 del 2007 de la Unidad de Planeación Minero Energética, en su artículo 1, dispone: «Establecer el registro de proyectos de generación en el cual deberán registrarse todos los proyectos de generación y cogeneración de energía eléctrica a operar en el Sistema Interconectado Nacional» (CREG, s. f. c).

Cabe resaltar que los contratos de concesión podrán tener vigencia de hasta treinta años, con posibilidad de renovación por veinte años más.

4. Etapa 4: diseño definitivo

Después de determinar la mejor alternativa en función de los requisitos del proyecto, se procede a realizar el diseño definitivo. Este se inicia con la identificación y el dimensionamiento detallado de cada uno de los componentes, tanto estructurales como mecánicos, que aseguren que el proyecto cumpla con los requerimientos de resistencia, estabilidad, duración y eficiencia.

4.1. Estudios técnicos y de ingeniería

El primer paso es profundizar los estudios de topografía, hidrología, geología y geotecnia realizados en la etapa de prefactibilidad.

Un adecuado levantamiento topográfico permite determinar con precisión los volúmenes de movimiento de tierras (excavación y relleno) necesarios para la ejecución. Esta parte de la construcción es vital por el impacto que tiene en el presupuesto. Por lo general, la topografía maneja planos a escala de 1:200 en sitios de captación, desarenador, tanque de presión y casa de máquinas; y a escala de 1:500, para la conducción.

De manera paralela, es importante identificar con mayor precisión la potencia (cantidad de material explotable) de las canteras cercanas y los accesos para asegurar el suministro de material.

Los estudios detallados de geología y geotecnia permiten identificar las características del manto rocoso que albergará a la presa, lo cual servirá para anclarla, y determinar la profundidad de la excavación. A su vez,

conociendo las características físicas de la roca que sostendrá las paredes de la presa, se definirán con precisión los trabajos de anclaje necesarios.

Además, se deben conocer las características de los distintos materiales que componen el suelo bajo el embalse, pues ello definirá la ejecución de obras adicionales que contengan posibles filtraciones de agua que puedan generar corrientes bajo la presa y debilitarla.

4.2. Elaboración de planos y especificaciones técnicas

Con los estudios ejecutados en detalle, se procede a desarrollar la mejor solución de ingeniería aplicable para cada parte del proyecto, respetando las normas de construcción establecidas por cada país.

En forma conjunta se establecen las especificaciones técnicas que contemplan, entre otras cosas, el tipo y la calidad de los materiales que deberán utilizarse para cada componente de la construcción, las características técnicas, los equipos por instalarse, los niveles de funcionalidad que deberá tener cada parte del proyecto para considerarse aceptable, etc.

Las especificaciones también incluyen los cuidados que deben tenerse en cuenta durante la etapa de operación y los detalles de las tareas de mantenimiento necesarias.

Esta información se traslada a los planos de construcción, que deben contar con la firma del profesional que se hace responsable por su contenido y las posibles deficiencias, según las leyes aplicables.

4.3. Dimensionamiento

Una vez realizados los estudios y determinada la mejor solución de ingeniería, se calculan al detalle, a partir de los planos y las especificaciones técnicas, las obras necesarias para todos los rubros y componentes de la construcción.

Toda esa información permitirá definir las partidas y calcular los costos unitarios para cada una de ellas, los cuales incluyen: el uso de mano de obra, la adquisición y el transporte de materiales, la maquinaria, etc.

Por último, se obtiene el presupuesto total del proyecto, que es igual a la sumatoria de los costos directos de construcción, los costos indirectos y los gastos generales del constructor.

4.4. Cronograma de ejecución

El cronograma del proyecto se define en función de la complejidad de los trabajos y de la disponibilidad de recursos. Se desarrolla cuando se cuenta con un diseño preliminar; conforme se tienen los planos y las especificaciones definitivas, se incorpora el detalle.

Esta herramienta permite llevar un control del tiempo de ejecución, los recursos necesarios, las cuadrillas de mano de obra y los turnos de trabajo requeridos para cumplir con los plazos del proyecto. Asimismo, facilita la identificación de tareas críticas que, de no cumplirse a tiempo, pueden ocasionar el retraso de las otras tareas relacionadas con el proyecto.

5. Etapa 5: ejecución de la obra y operación de la central

5.1. Movilización y obras preliminares

La complejidad de un proyecto de esta envergadura determina cuánto tardará su construcción. En vista de ello y teniendo en cuenta las condiciones climáticas de la zona, las obras deben desarrollarse en un ambiente adecuado.

Cabe señalar que antes de iniciar la etapa de construcción, es imprescindible asegurar los accesos a las fuentes de abastecimiento de materiales y agua, así como la habilitación de los caminos que conducen a las obras, pues de esta manera se facilitará el transporte de la mano de obra y de los materiales y maquinaria necesarios para la ejecución del proyecto.

Con relación a los recursos del proyecto, por lo general al personal se le suele albergar en un campamento, lo que implica la ejecución de obras civiles que doten de electricidad, agua, alimentación, comunicaciones y seguridad a sus habitantes temporales; por otro lado, se requerirá un área adecuada para brindar el mantenimiento necesario a los equipos de construcción y movimiento de tierras.

5.2. Obras definitivas

Las obras definitivas se inician en época de estiaje, cuando el río disminuye su cauce y puede ser desviado para construir los cimientos de la presa.

Conforme se avanza en la construcción de la represa, sus paredes se anclan a las rocas adyacentes para darle mayor soporte a la estructura.

De manera paralela se ejecutan las obras de toma y derivación de las aguas hacia la casa de máquinas, así se crea una caída forzada que servirá para dotar de energía al agua y rotar las turbinas de la central.

Una vez erigida la presa, se vuelve el río a su cauce original y se da inicio al proceso de llenado del embalse.

Además, se construyen líneas de transmisión para conectar la central hidroeléctrica con el sistema integrado.

5.3. Operación de la central

La operación consiste en monitorear los parámetros principales desde el centro de control para asegurar las condiciones óptimas de funcionamiento. Incluye realizar maniobras de arranque, parada, variación de carga y respuesta a anomalías con criterios de fiabilidad, eficiencia energética y seguridad para las personas, el medioambiente y las instalaciones.

La provisión del caudal de agua suficiente para el funcionamiento de las turbinas determinará la cantidad de energía por producir. Dicha provisión se logra con la regulación del ingreso del líquido a las obras de captación, lo cual se realiza por medio de la manipulación de las compuertas.

En horas punta, la demanda de energía es alta y determina que la central funcione haciendo mayor uso de su capacidad. En épocas de estiaje, cuando el nivel del embalse disminuye, la capacidad de la central se ve limitada por la menor disponibilidad de agua.

El seguimiento de la evolución de las variables hidráulicas —caudal, avenidas, caudal ecológico, trasvases, etc.— permite controlarlas.

6. A modo de conclusión

En este capítulo se han descrito las etapas necesarias para el desarrollo de un proyecto de inversión en generación hidroeléctrica. Este proceso debe tomar en cuenta, además de la oportunidad inicial de inversión que determinen las empresas interesadas en el sector energético, los reglamentos administrativos, las disposiciones legales y los parámetros medioambientales, los cuales influyen de manera directa en los plazos para el inicio de las operaciones de generación.

De acuerdo con la legislación vigente en los países materia de análisis, a partir de la década de 1990 se han dictado leyes que modifican el sector eléctrico. Esta legislación, además de incentivar la inversión privada y la competencia en el sector, norma y divide las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

En el Perú, las concesiones son inicialmente temporales —por dos años— y no excluyen a otras empresas que deseen estudiar la misma cuenca; se tornan definitivas —plazo de vigencia indefinido— cuando se lleva a cabo la ejecución del proyecto. Sin embargo, se puede renunciar a la concesión o declarar su caducidad.

En Colombia, la autorización es otorgada mediante oferta pública a quien ofrezca las mejores condiciones técnicas, económicas y de beneficio a los usuarios, y tiene carácter de exclusividad para el concesionario. Los contratos de concesión podrán tener vigencia de hasta treinta años, con posibilidad de renovarse por veinte años adicionales.

4

Análisis comparativo de los aspectos más relevantes para la inversión en proyectos de generación hidroeléctrica en el Perú y Colombia

En el presente capítulo se presentan los aspectos relacionados con la realización de la inversión en proyectos de generación hidroeléctrica tanto en el Perú como en Colombia, lo cual permitirá determinar las diferencias y similitudes que influirán de manera directa en la generación de valor para el proyecto. Asimismo, se presenta el concepto de Certificados de Emisiones Reducidas (CER), un incentivo mundial correspondiente a la implementación de mecanismos de desarrollo limpio que se rige por el Protocolo de Kioto y está orientado a países en vías de desarrollo.

El análisis comparativo tendrá en cuenta el efecto de los parámetros tributarios, regulatorios, legales y ambientales vigentes en ambos países, así como el aporte de estos a la generación de valor.

1. El Perú

El sector eléctrico en el Perú está conformado por tres actores principales: las empresas generadoras, las empresas transmisoras y las distribuidoras; estas últimas realizan las labores de comercialización de energía, tal como se describió anteriormente. Adicionalmente, participan en el sector organismos de regulación y control cuyo objetivo es mantener la óptima operación económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional por medio del establecimiento de tarifas.

La única manera de acceder a este sector de energía es a través de las concesiones eléctricas, entregadas por el Ministerio de Energía y Minas.

1.1. Marco tributario y regulatorio

a) Impuesto general a las ventas (IGV)

El IGV es un impuesto aplicado a la venta de bienes muebles y servicios en función del valor del producto vendido. Su propósito es gravar el mayor valor agregado que adquieren los bienes en cada una de sus etapas productivas. La figura del crédito fiscal permite al contribuyente recuperar el impuesto pagado en la etapa anterior, lo que evita una sucesiva imposición que grave impuesto sobre impuesto. Así, el contribuyente que realiza operaciones gravadas con el tributo recupera el que le fue trasladado en la etapa anterior y solo ingresa al fisco la parte correspondiente al valor agregado de las operaciones que realizó, pues quien asumirá el total del impuesto será el consumidor final. En la actualidad, la tasa aplicable es del 18% sobre el valor del bien.

b) Impuesto a la renta (IR)

Es un tributo anual que se aplica, entre otras rentas o ingresos, a las ganancias provenientes de fuentes peruanas, obtenidas como resultado de operaciones con terceros. Se consideran como rentas de fuente peruana, sin importar la nacionalidad o domicilio de las partes que intervengan en las operaciones y el lugar de celebración o cumplimiento de los contratos, las siguientes:

- Las producidas por predios situados en el territorio del país.
- Las producidas por capitales, bienes o derechos —incluidas las regalías— situados físicamente o colocados o utilizados económicamente en el país.
- Las originadas en el trabajo personal o en actividades civiles, comerciales o de cualquier índole que se lleven a cabo en el territorio del Perú.
- Las obtenidas por la enajenación de acciones o participaciones representativas del capital de empresas o sociedades constituidas en el Perú.

El periodo gravable para este impuesto comienza el 1 de enero de cada año y finaliza el 31 de diciembre. La tasa aplicable es de 30%.

c) Impuesto a las transacciones financieras (ITF)

Tributo creado con carácter temporal para gravar todas las operaciones financieras que se realizan por medio del sistema bancario. A junio del 2011, la tasa aplicable es de 0.004% del importe de cada transacción.

d) Aporte por regulación de Osinergmín

La Ley 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos, establece un aporte a favor de los organismos reguladores que no podrá exceder del 1% del valor de la facturación anual de las empresas bajo su ámbito.

Bajo ese concepto, las empresas generadoras de energía hidráulica deberán considerar para el cálculo del aporte lo siguiente:

- La totalidad de la facturación de energía y potencia efectuada a sus clientes, ya sean empresas distribuidoras, clientes libres u otro tipo de clientes.
- La transferencia de energía activa, reactiva y potencia a otras empresas integrantes del COES, en calidad de excedentario.

e) Contribución al COES por la operación en el sistema

Conforme lo determina la Ley 28832, los agentes participantes del SEIN aportarán al presupuesto de operación del COES. Para el caso de generadores de energía, este aporte se calcula a partir del monto registrado del año anterior de las inyecciones de potencia y energía valorizadas al precio básico de la potencia de punta y al costo marginal de corto plazo, respectivamente. El aporte no puede ser mayor al 0.75% de dicho total.

f) Tarifas de remuneración a las generadoras

De acuerdo con lo expuesto en el capítulo 2, la remuneración a las generadoras se efectúa mediante precios regulados y precios acordados por contrato, en función del tipo de cliente atendido.

Osinergmín fija las tarifas reguladas, las que comprenden un precio básico que retribuye: a) la potencia instalada de las generadoras y b) la energía producida, tanto durante como fuera de las horas punta; es decir, el periodo de máxima demanda de energía eléctrica del sistema. Estas tarifas se aplican a los clientes regulados.

El regulador emite tarifas sobre la base de «precios en barra» (anexo 6). Estos precios se conforman por un cargo de potencia, que es fijo, y un cargo de energía, que es variable para cada generadora. Los cargos por potencia están destinados a cubrir la inversión en infraestructura de las generadoras, mientras que los cargos por energía buscan cubrir el costo marginal o variable de producirla.

Los cargos por energía, tanto de hora punta como fuera de hora punta, se calculan sobre la base de los promedios de los costos variables de generación. Esto implica proyectar el crecimiento de la demanda, las condiciones hidrológicas y el costo de los combustibles. Por su parte, los precios de potencia se calculan en función de la unidad de generación de energía más económica por construir, siendo la central térmica de ciclo simple la seleccionada para este precio. Cabe señalar en este punto que la inversión inicial requerida para la construcción de una central hidroeléctrica es superior a la de una central térmica que tenga la misma capacidad instalada. Según un representante de Proinversión, Osignermin no toma en cuenta el costo de inversión en una central hidroeléctrica para la fijación de tarifas. Como consecuencia, la tarifa resultante no es promotora de nuevas inversiones en este tipo de centrales.

Osignermin fija las tarifas reguladas anualmente, en función de los costos marginales y del precio promedio de mercado de la energía que contratan las distribuidoras por medio de licitaciones con las generadoras. La Comisión de Tarifas Eléctricas compara las tarifas teóricas del precio en barra con el precio promedio ponderado del mercado libre vigente. Si las tarifas no difieren en más del 10%, se aceptan las tarifas teóricas como tarifas en barra definitivas. Las tarifas entran en vigencia en el mes de mayo de cada año.

En el cuadro 12 se detallan los componentes de la tarifa eléctrica regulada, que es revisada de manera periódica por Osinergmin de acuerdo con los criterios, las metodologías y los modelos económicos establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L. 25844) y su Reglamento (D.S. 009-93-EM).

En el mercado no regulado entre generadoras existe el precio instantáneo de la energía *spot*, que está dado por el costo marginal de la generadora que en ese instante se encuentre operando. En vista

Cuadro 12. *Perú: componentes de la tarifa regulada*

Componentes		Participación %	Tarifa	Periodos de regulación
Generación	Energía	36.40%		- Se regula cada año y se fijan tarifas para periodos entre mayo y abril del año siguiente.
	Potencia	14.10%		
Transmisión	Sistema principal de transmisión	13.30%	Tarifa en barra	- La evaluación considera la demanda y oferta de 2 años futuros sobre la base del año anterior, al 31 de marzo de cada año.

Fuente: Osinergmín.

de que el mercado se rige por las reglas de la eficiencia, las generadoras más económicas (hidráulicas) son las primeras en entrar en funcionamiento. Cuando la demanda supera la capacidad de estas, las centrales térmicas entran en funcionamiento, bajo el mismo criterio de menor costo marginal en producción de energía.

1.2. Marco legal

El Estado busca asegurar la eficiencia del sector mediante la emisión de una serie de leyes y reglamentos. Entre los principales, se pueden mencionar los siguientes:

- a) *D. L. 25844, del 19 de noviembre de 1992, Ley de Concesiones Eléctricas y D. S. 009-93-EM, del 25 de febrero de 1993, Reglamento.* Establecen las disposiciones que norman las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Se determina que para desarrollar estas actividades se requiere de un título que habilite al operador, que en el caso de centrales mayores a 10 megavatios es el de concesión. Como se mencionó en el capítulo 3, las concesiones pueden ser de carácter temporal o definitivo, con el propósito de facilitar al concesionario el uso de bienes de uso público y el derecho de imposición de servidumbres para estudios, construcción y operación, respectivamente.
- b) *D. S. 059-96-PCM, del 27 de diciembre de 1996, Ley de concesiones al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos.*

El Estado peruano faculta la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos. Las concesiones se otorgan mediante licitaciones públicas especiales o concursos de proyectos integrales, y se formalizan con la firma del contrato de concesión que otorga al concesionario la ejecución y explotación de determinadas obras públicas de infraestructura o la prestación de servicios públicos por un plazo establecido. Asimismo, establece los mecanismos que aseguren al concesionario la percepción de los ingresos por tarifas, precios, peajes u otros sistemas de recuperación de las inversiones, de acuerdo con la naturaleza de la concesión.

- c) *Ley 26876, del 19 de noviembre de 1997, Ley antimonopolio y antioligopolio en el sector eléctrico.* Establecen los mecanismos para evitar los actos de concentración que tengan por efecto disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia en los mercados de generación y/o de transmisión y/o de distribución de energía eléctrica o en los mercados relacionados.
- d) *Ley 28832, del 23 de julio de 2006, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.* Por medio de esta ley se perfeccionan las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas.
- e) *Ley 29179, del 3 de enero de 2008, Ley que establece mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado* que no cuenta con contratos de suministro de energía respaldados por los mecanismos establecidos por las leyes 28832 y 25844.
- f) *D.U. 049-2008, del 18 de diciembre de 2008, Asegura la continuidad en la prestación del servicio eléctrico.* Se establecen medidas con el fin de cautelar que el suministro regular de energía eléctrica destinado al servicio público de electricidad no sufra efectos negativos.

1.3. Marco ambiental

La Ley de Concesiones Eléctricas establece que todos los proyectos de generación hidroeléctrica, antes de su ejecución, deberán presentar de manera obligatoria un estudio de impacto ambiental (EIA) sobre los límites máximos permisibles de impacto ambiental normado por el Ministerio del

Ambiente y la normatividad aplicable. Esto, con el objeto de evaluar sus potenciales efectos y determinar los factores críticos que, eventualmente, pudiesen exceder los niveles o estándares tolerables de contaminación o deterioro del ambiente.

Los EIA, así como los programas de adecuación del manejo ambiental (PAMA), deben ser realizados por empresas o instituciones que se encuentren debidamente calificadas e inscritas en el registro que para el efecto abrirá la autoridad sectorial competente. En este caso, la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas.

Contribución por el uso de agua

De acuerdo con el artículo 107 de la Ley de Concesiones Eléctricas y el artículo 214 de su reglamento, tanto los concesionarios como las empresas dedicadas a la actividad de generación «[...] que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso» (Minem, 2009, marzo: 44).

Asimismo, se señala un valor no mayor al 1% del precio de la energía a nivel de generación, en hora fuera de punta en barra, como factor por ser aplicado a la energía media estimada.

2. Colombia

Como ya se explicó anteriormente, el mercado eléctrico colombiano está constituido por generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores. Además, existe un mercado mayorista de electricidad (MME), definido como el conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Las transacciones en el MME se realizan de dos maneras: a) mediante la suscripción de contratos bilaterales de compra garantizada de energía y b) a partir de transacciones directas en la Bolsa de Energía, en donde los precios se determinan por la oferta y la demanda.

Los contratos bilaterales no garantizan la entrega física de la energía, son instrumentos financieros que los generadores utilizan para cubrirse del riesgo. Los generadores que deseen vender energía al mercado regulado, a partir de contratos bilaterales, deberán hacerlo mediante licitaciones, en las que el precio es la única base para seleccionar la oferta. Asimismo, no existe restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir dichos contratos.

Para asegurar la libre competencia, los generadores con capacidad mayor a 20 megavatios y los comercializadores están obligados a participar del MME y realizar sus transacciones de venta a clientes regulados por este mercado.

2.1. Marco tributario y regulatorio

a) Impuesto al valor agregado (IVA)

Conforme al régimen tributario vigente, se establece el impuesto al valor agregado a la venta de bienes corporales muebles, que no sean activos fijos y no hayan sido excluidos. También grava la prestación de servicios dentro del territorio y, por último, la importación de bienes muebles que no hayan sido excluidos de manera expresa. Se permite descontar del IVA por pagar, el importe del IVA que se pagó por bienes y/o servicios necesarios para la generación de ingresos de operaciones gravadas. La base gravable está conformada por el valor total de la operación, y la tasa que se aplica en la actualidad es de 16%.

b) Impuesto a la renta

El impuesto a la renta grava las ganancias o utilidades obtenidas y las ganancias ocasionales. Para el caso de sociedades y personas naturales nacionales, se gravan sus ingresos de fuente nacional y extranjera; mientras que para las sociedades extranjeras no residentes, se grava solo las rentas de fuente nacional. Desde el año 2008, la tasa aplicable del impuesto a la renta se fija en el 33%; para el caso de usuarios de zonas francas, el impuesto a la renta es del 15%.

c) Gravamen a los movimientos financieros (GMF)

Es un impuesto permanente e instantáneo. Se genera a partir de la realización de transacciones financieras, cuando se dispone de

recursos que han sido depositados en cuentas corrientes o de ahorros. La tarifa aplicable es cuatro por mil (0.004%) del valor total de la transacción financiera. Cabe señalar que existe la posibilidad de deducir del impuesto a la renta el 25% de los valores pagados por este impuesto, sin condicionar a que esté relacionado con la actividad de renta del contribuyente.

d) Pago al regulador: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

La Ley 143 de 1994 establece, en su artículo 22, que:

Los costos del servicio de regulación serán cubiertos por todas las entidades sometidas a su regulación y el monto total de la contribución no podrá ser superior al 1% del valor de los gastos de funcionamiento excluyendo los gastos operativos, compras de electricidad, compras de combustibles y peajes, cuando hubiere lugar a ello, de la entidad regulada, incurrido el año anterior a aquel en que se haga el cobro, de acuerdo con los estados financieros puestos a disposición de la Superintendencia de Servicios Públicos y de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Régimen Legal de Bogotá D.C., s. f. b).

e) Tarifas de remuneración a las generadoras eléctricas

La Ley Eléctrica (Ley 143) establece los parámetros de regulación a cargo de la CREG, en los que se indica que una de sus funciones es fijar las tarifas de electricidad. En un inicio, el mecanismo era de cargo por capacidad, pero a partir del año 2006 se diseñó un esquema de cargo por confiabilidad, en el que se conservó lo fundamental del esquema de liquidación, facturación y recaudo que se había garantizado a los generadores de energía con el cargo por capacidad. A estos elementos se le agregó un esquema de «... Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento críticas» (Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas & XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., s. f.). Lo que se busca es asegurar la confiabilidad en el largo plazo del abastecimiento de energía con precios eficientes.

Conforme lo establece la CREG, al generador que se le asigna una OEF mediante subasta, se le otorga una remuneración conocida y estable

durante un plazo determinado; así queda comprometido a suministrar una determinada cantidad de energía cuando el precio de Bolsa de Energía supera un umbral previamente establecido por la CREG, al cual se le denomina «precio de escasez» (Prada & Ospina, 2004: 34-35). El administrador del sistema de intercambios comerciales es el responsable de liquidar y recaudar dicha remuneración; mientras que los usuarios del SIN —mediante las tarifas que cobran los comercializadores— son los encargados de pagarla.

Las OEF establecen un vínculo jurídico entre la demanda del mercado de energía mayorista y los generadores de energía, con el fin de obtener un beneficio mutuo de un mecanismo estable en el largo plazo, y que brinde señales e incentivos para la inversión en este sector (Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas & XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., s. f.).

2.2. Marco legal

Durante la primera mitad de la década de 1990 se elaboraron las principales leyes que permitieron desarrollar el sector eléctrico. A continuación, se mencionan las principales:

- a) *Ley 143 de 1994*. Establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio colombiano. Tiene como finalidad crear un mercado eléctrico competitivo. Asimismo, establece los trámites para la concesión de autorizaciones y dicta disposiciones en materia energética.
- b) *Ley 142 de 1994, Ley de Servicios Públicos Domiciliarios*. Al respecto, se cita textualmente a Tabarquino (2007):

La aprobación de la Ley 142 educa e inicia el camino para el establecimiento e implementación de la política pública de regulación definiendo qué espacio concierne a cada SPD (acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, TPBC, telefonía local móvil en el sector rural) y los diferentes modelos tarifarios para cada uno de estos servicios.

- c) *Resolución CREG 55/1994, Reglamento de la Actividad de Generación en el SIN*. Enmarca la actividad de los generadores de energía, los cuales

se someten al reglamento de operación del Consejo Nacional de Operación, así como su participación en el mercado mayorista de energía y las obligaciones de los generadores y del Centro Nacional de Despacho.

2.3. Marco ambiental

El Ministerio del Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial asume las responsabilidades ambientales en Colombia y lidera el compromiso del país con el desarrollo sostenible. Dentro de este ministerio, el Grupo de Mitigación de Cambio Climático trata todos los asuntos relacionados con el cambio climático.

Para el caso específico de la generación de energía, es necesario contar con una licencia ambiental, pues es una actividad que produce un impacto sobre el ambiente, no solo en cuanto al uso de agua, sino también con respecto a las relaciones con las comunidades.

Tasa por el uso de agua para generación hidroeléctrica

Reglamentado mediante la Ley 99 de 1993, «... por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA...» (CREG, s. f. a). Esta ley establece en su artículo 43° que las tasas por uso de agua serán calculadas y fijadas por el gobierno Nacional, y que el destino de esta recaudación es solventar los gastos de protección y renovación de los recursos hídricos.

El artículo 45° establece que:

Las empresas generadoras de energía hidroeléctrica cuya potencia nominal instalada total supere los 10.000 kilovatios [10 megavatios] transferirán el 6% de las ventas brutas de energía por generación propia, de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la Comisión de Regulación Energética, de la manera siguiente:

1. El 3% para las Corporaciones Autónomas Regionales que tengan jurisdicción en el área donde se encuentra localizada la cuenca hidrográfica

y el embalse, que será destinado a la protección del medio ambiente y a la defensa de la cuenca hidrográfica y del área de influencia del proyecto.

2. El 3% para los municipios y distritos localizados en la cuenca hidrográfica, distribuidos de la siguiente manera:
 - a. El 1.5% para los municipios y distritos de la cuenca hidrográfica que surte el embalse, distintos a los que trata el literal siguiente.
 - b. El 1.5% para los municipios y distritos donde se encuentra el embalse (CREG, s. f. a).

En el cuadro 13 se presenta un resumen comparativo de los aspectos más relevantes que deben tenerse en cuenta para realizar una inversión en el sector eléctrico, tanto en el Perú como en Colombia.

Cuadro 13. *Perú y Colombia: comparación de los aspectos relevantes para la inversión*

Marco	Aspectos	Perú	Colombia
Tributario y regulatorio	Actores	Generador, transmisor, distribuidor.	Generador, transmisor, distribuidor, comercializador.
	Impuesto a las ventas	IGV, 18%	IVA, 16%
	Impuesto a la renta	30%	33% (zona franca, 15%).
	ITF/GMF	0.004%	0.004% (puede deducir del impuesto a la renta hasta el 25% del valor pagado).
	Pago al regulador	Osinergrmín, 1% de facturación anual.	CREG, 1% valor de gastos funcionamiento no operativo del año anterior.
Legal		Ley de concesiones al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, D.S. 059-96-PCM.	Régimen para generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en Colombia, Ley 143 de 1994.
		Ley de Concesiones Eléctricas, D.L. 25844.	Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, Ley 142 de 1994.
Ambiental	Pago por uso de agua	1% del precio energía en hora fuera de punta.	6% valor venta bruto de energía a la tarifa en bloque del CREG.

Elaboración propia.

3. Estímulos y/o barreras a la inversión

3.1. El Perú

En el marco de los cambios sustanciales en las políticas económicas de la década de los noventa, se inició un programa de atracción de inversiones privadas en el Perú a través de estímulos fiscales y otros incentivos, que se explican a continuación.

a) **Promoción de la inversión privada en obras públicas de infraestructura y servicios públicos**

Mediante la Ley de Concesiones (D. S. 059-96-PCM), el Estado peruano establece beneficios para los inversionistas privados que hayan sido beneficiados con una concesión en obras públicas de infraestructura.

Los concesionarios pueden incorporar en los contratos los siguientes beneficios:

- a. Régimen de recuperación anticipada del impuesto general a las ventas.
- b. Depreciación anual de los bienes materia de la concesión o depreciación total de dichos bienes durante el periodo que reste para el vencimiento del plazo de la concesión.
- c. Cuando lo solicite el concesionario o de oficio, el Estado podrá hacer efectivos los apercibimientos y las sanciones correspondientes a los usuarios del servicio u obra materia de la concesión, dentro de lo previsto en las normas legales correspondientes y las disposiciones del contrato de concesión.

b) **Régimen de recuperación anticipada del impuesto general a las ventas (IGV): D. Leg. 818 de 1996**

La norma establece un régimen especial que consiste en la devolución del IGV que gravó las importaciones y/o las adquisiciones locales de bienes de capital nuevos, bienes intermedios nuevos, servicios y contratos de construcción realizados en la etapa preproductiva, que serán empleados por los beneficiarios del régimen directamente para la ejecución de los proyectos previstos en los contratos de inversión y que se destinen a la realización de operaciones gravadas con el IGV o a exportaciones.

La Ley 28876 del año 2006 amplía los alcances del régimen de recuperación anticipada del IGV, de manera específica, a las empresas que utilicen recursos hidráulicos y energías renovables en la generación de energía eléctrica.

c) Régimen de Depreciación Acelerada: D. Leg. 1058 del 2008

Un mecanismo para incentivar las inversiones en infraestructura es la denominada depreciación acelerada, que posibilita un menor pago de impuestos en los primeros años del proyecto. Estos se trasladan a los años en los que el proyecto está más estable y maduro. Este incentivo ayudará a los proyectos de centrales hidroeléctricas en los primeros años de operación, que son los más volátiles en ingresos y costos.

La ley faculta la depreciación acelerada de hasta el 20% anual para la inversión en proyectos hidroeléctricos y de otros recursos renovables. En la actualidad, la normativa en el sector eléctrico ha entregado este beneficio a los proyectos en centrales hidráulicas. Es decir, los nuevos proyectos gozarán de este beneficio.

d) Promoción a la inversión a través de la Ley de Concesiones Eléctricas

El D. L. 25844 establece garantías y medidas de promoción a la inversión para el sector eléctrico. Plantea estabilidad jurídica al establecer, en su artículo 104, que: «Los contratos de concesión, una vez inscritos en los Registros Públicos, constituyen ley entre las partes» (Minem, 2009, marzo: 43).

En su artículo 105, el mismo decreto ley recorta el riesgo político al señalar que: «La caducidad de una concesión, por razones distintas a las señaladas en la [...] Ley, deberá ser indemnizada al contado, sobre la base del Valor Presente del Flujo Neto de Fondos a Futuro que la concesión genera a su propietario» (Minem, 2009, marzo: 43).

Asimismo, establece derechos para los concesionarios y las empresas que se dediquen en forma exclusiva a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica:

- a. Fraccionamiento hasta en 36 mensualidades de los derechos Ad Valorem CIF que graven la importación de bienes de capital para nuevos proyectos, expresados en moneda extranjera.

- b. Todas las garantías del Régimen de Estabilidad Jurídica, Estabilidad Tributaria y libre disponibilidad de divisas a los inversionistas nacionales y extranjeros (Minem, 2009, marzo: 43).

3.2. Colombia

Para el caso de Colombia, la Agencia de Promoción de Turismo, Inversión y Exportaciones, Proexport Colombia, es la responsable de reunir y presentar todos los beneficios de los que pueden gozar las inversiones en dicho país; pone especial énfasis en algunos sectores económicos como: tercerización de procesos de negocio (BPO), *software* y servicios de tecnología de información, cosméticos, exportación de servicios de salud, automotor, textil, industria de la comunicación gráfica, energía eléctrica, bienes y servicios conexos.

a) Régimen especial de zonas *francas*

Mediante el acuerdo 4051 de octubre del año 2007, se establecen los lineamientos para el funcionamiento de zonas económicas especiales, denominadas zonas francas. Este concepto corresponde a un área geográfica donde se desarrollan actividades comerciales bajo una normatividad tributaria, aduanera y de comercio exterior especial.

El objetivo de esta reglamentación es promover la inversión en activos productivos y terrenos vinculados con la actividad por desarrollar, además de la generación de empleo permanente, directo y formal. Este último constituye un requisito fundamental para mantener el régimen tributario especial. Así, a partir de la promoción de la inversión extranjera directa se beneficia a inversionistas y empleados, siempre que se cumpla con los requisitos presentados en el cuadro 14.

Cuadro 14. Colombia: requisitos para ser usuario de zonas francas

Activos totales (US\$)	Monto de inversión (US\$ millones)	Generación de un mínimo de empleos directos igual a
De 0 a 129,000	0	0
De 129,008 a 1.28 millones	0	20
De 1.28 a 7.72 millones	1.28	30
Más de 7.72 millones	2.96	50

Fuente: Proexport Colombia.

Sin embargo, para el caso de la aprobación de zonas francas para proyectos de generación hidroeléctrica, la comisión intersectorial de zonas francas condiciona la viabilidad de la zona al cumplimiento de los requisitos establecidos para zonas francas especiales o uniempresariales. Las zonas francas especiales o uniempresariales son aquellas donde solamente se puede instalar una única empresa para desarrollar actividades industriales o de servicios (cuadro 15).

Cuadro 15. Colombia: requisitos para zonas francas especiales uniempresariales

Inversión en S.M.M.L.V*	Empleo directo
US\$ 2.5 millones a US\$ 11.8 millones. 10,000 a 46,000 S.M.M.L.V.	500
US\$ 11.8 millones a US\$ 23.6 millones. 46,001 a 92,000 S.M.M.L.V.	350
Mayor a US\$ 23.6 millones. Mayor a 92,001 S.M.M.L.V.	150

* S.M.M.L.V corresponde al salario mínimo mensual legal vigente.

Fuente: Proexport Colombia.

Además de los requisitos expuestos anteriormente, los proyectos de generación hidroeléctrica deben cumplir los siguientes lineamientos:

- *Naturaleza jurídica.* Crear una nueva persona jurídica para los nuevos proyectos de inversión.
- *Empleo.* Crear empleo en función del nivel de inversión por realizar, en forma directa y formal, hasta el nivel mínimo establecido por la ley. Además, existe la posibilidad de que los empleos adicionales puedan ser contratados con empresas de servicios temporales.
- *Periodo de implementación.* El proyecto de inversión se puede estructurar en fases, siempre que los requisitos de inversión y empleo se cumplan dentro de los tres años siguientes a su aprobación como zona franca.
- *Inversión adicional al mínimo establecido.* El régimen especial de zonas francas establece incentivos para grandes proyectos de inversión. Entre ellos se puede mencionar la reducción del número de empleos necesarios a 15 empleos por cada 23,000 S.M.M.L.V. de inversión adicional, hasta llegar a un nivel mínimo de 50 empleos generados.

- *Término de la declaratoria.* En el caso que se otorgue una concesión por parte del Estado, el plazo máximo del beneficio de zona franca será el mismo que la concesión: un máximo de 30 años, según la legislación vigente; en los demás casos el plazo máximo es de 15 años.

b) Incentivos tributarios

En el marco de la Ley 1004/05, se establecen incentivos tributarios con el fin de impulsar la generación de nuevos puestos de trabajo y aumentar el nivel de inversiones. Entre los beneficios principales se encuentran los siguientes:

- Impuesto a la renta. A partir del año 2007 y mediante el artículo 240.1 del Estatuto Tributario Colombiano, se establece una tasa única de impuesto a la renta de 15% para personas jurídicas que sean usuarias de zonas francas (Estatuto Tributario.com, s. f.).
- No causan ni pagan tributos aduaneros.
- Exención del IVA para materias primas, insumos y bienes que se vendan desde el territorio nacional a usuarios industriales de zona franca.
- Exención del IVA por venta de mercaderías a mercados externos, reconociendo el origen nacional de los bienes elaborados bajo un proceso productivo desarrollado en la zona franca (solo el Perú no reconoce el origen colombiano de los bienes desarrollados en zonas francas).

c) Contratos de estabilidad jurídica

El gobierno colombiano permite la firma de contratos de estabilidad jurídica con el fin de garantizar a los inversionistas la vigencia de la legislación durante el periodo del contrato, lo que constituye un factor determinante para atraer mayores montos de inversión. Estos acuerdos se pueden firmar por un periodo de 3 a 20 años, siempre que los montos de inversión sean iguales o superiores a 1.84 millones de dólares. El inversionista se encuentra obligado a pagar el 1% del monto de inversión realizado cada año.

4. Mercado de bonos de carbono

Se conoce como bonos de carbono a un conjunto de instrumentos financieros que pueden emitirse en favor de empresas privadas que en sus actividades productivas consiguen reducción de emisiones de CO₂, contaminantes del medio ambiente. Estos instrumentos tienen la característica de ser canjeables y gozan de un precio de mercado.

Los bonos de carbono son uno de los tres mecanismos internacionales establecidos por el Protocolo de Kioto para reducir las emisiones contaminantes del medioambiente, causantes del calentamiento global o efecto invernadero (GEI o gases de efecto invernadero) (Código R, s. f.).

Dos de estos mecanismos se aplican en países desarrollados¹⁵ y uno en países en desarrollo, el cual consiste en el desarrollo de proyectos con Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL). Los proyectos son premiados con la venta de Certificados de Emisiones Reducidas (CER).

El mercado de carbono surge por la aplicación de los mecanismos del Protocolo de Kioto, que son normados por la convención de la ONU sobre cambio climático (CMNUCC). Si bien se pone énfasis en la reducción de los GEI por parte de los países desarrollados, que son los mayores emisores, los países en vías de desarrollo se suscriben de manera voluntaria a este protocolo y obtienen los beneficios correspondientes.

4.1. Bonos de carbono en Europa

La Comunidad Europea, mediante la Directiva 2003/87/CE, estableció un régimen para el comercio de emisión de gases de efecto invernadero en la comunidad. Las principales características de este régimen son:

- Se reconocen créditos para cumplir con obligaciones de mecanismos basados en proyectos.

15. El AAU (*Assigned Amount Units*) es un mecanismo de transacción de reducción de carbono, basado en la compra de emisiones a aquellos países que se encuentran por debajo de sus cuotas. El AAU equivale a una tonelada métrica de CO₂ y el CI permite la transferencia de créditos a favor del país que invierte en proyectos de reducción de carbono.

- Se debe vincular de manera coherente los mecanismos del Protocolo de Kioto al régimen comunitario.
- Cada estado miembro establece un límite de uso de los CER a cada instalación, de acuerdo con lo establecido en el PNA.
- Se entrega inmediatamente un derecho a cambio de un CER.

Existe un mercado secundario en donde se pueden transar los certificados, uno a nivel *Over the Counter* (OTC), o fuera del mercado, y otro por medio de una bolsa formal, como es el Chicago Climate Exchange (CCX), en donde se negocian reducciones certificadas de emisiones voluntarias, denominadas Instrumentos Financieros de Carbono (CFI, por sus siglas en inglés), a precios menores que los CER y, en algunos casos, con condiciones diferentes y más flexibles. Entre los principales mercados secundarios están:

- Chicago Climate Exchange (CCX)
- Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI) (2009)
- Programa de Reducción de Emisiones de New South Wales
- Programa Japonés de Reducción de Emisiones Voluntarias (Acuerdo Voluntario Keidanren)
- Escenario Canadiense de Comercio de Emisiones (Programa Grandes Emisores Finales)

4.2. Mercado de carbono en América Latina

Tanto Colombia como el Perú son países en vías de desarrollo y pueden comercializar los CER que se generan mediante los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) que se establecieron con la firma del Protocolo de Kioto.

Este mecanismo tiene por objetivo promover la reducción de emisiones de gases causantes del efecto invernadero, generados por la quema de combustible para producir energía. Además, permite a los países en vías de desarrollo vender reducciones de emisiones a los países industrializados, los que financian proyectos de reducción de emisiones en países en desarrollo, beneficiándolos con un reembolso, según la reducción de CO₂.

Los trámites pueden variar entre los países tanto en términos del plazo como de los gastos en que se haya incurrido para obtener los certificados de

proyectos de MDL, que son necesarios para vender los CER. El ciclo para solicitar los CER, bajo el mecanismo MDL, se detalla en la figura 12.

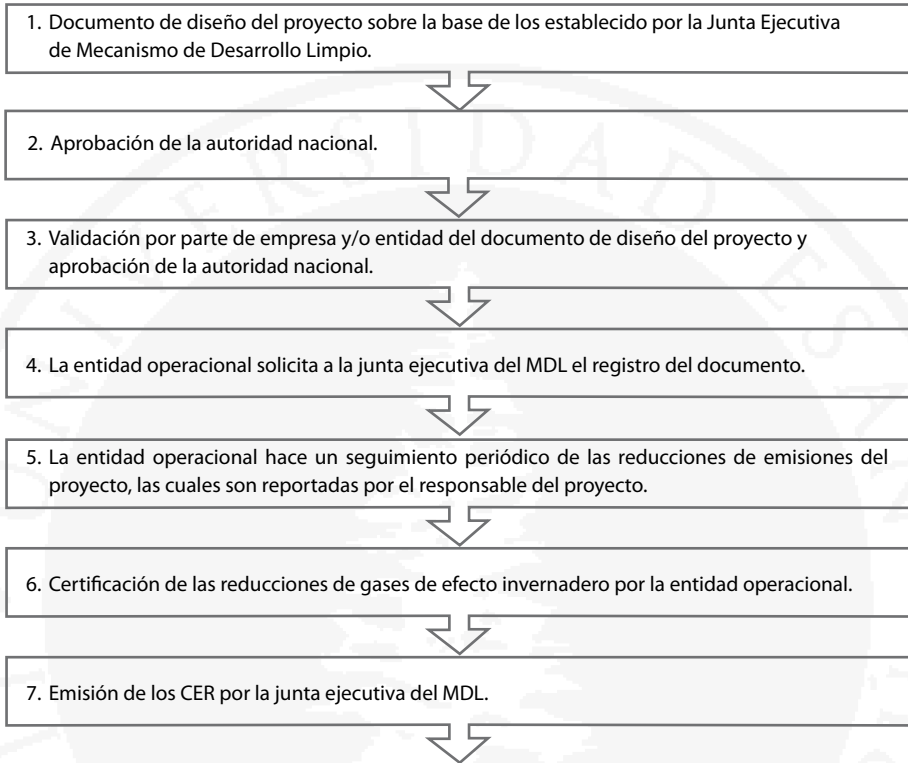


Figura 12. Ciclo de un proyecto de MDL

Fuente: Fonam.
Elaboración propia.

Todo proyecto que aspire a ser considerado en el marco del MDL debe demostrar beneficios reales, mensurables y a largo plazo en relación con la mitigación de los gases de efecto invernadero, al mismo tiempo que contribuyen al desarrollo sostenible del país. En ese sentido, los proyectos de generación hidroeléctrica califican para ser considerados dentro de este mecanismo de desarrollo limpio.

4.2.1. El Perú

La estructura institucional, respecto del desarrollo de este mercado, considera como autoridad nacional acreditada para aprobar un CER al Ministerio del Ambiente y al Fondo Nacional del Ambiente (Fonam), que promueve el desarrollo de proyectos de MDL.

Con la actuación de las dos instituciones antes mencionadas, el Perú ha establecido el procedimiento de evaluación para confirmar si los proyectos califican como de MDL, incluidos los proyectos de generación hidroeléctrica. El trámite para obtener la certificación de proyecto de MDL podría durar entre cinco y siete años. Los gastos por trámites en bonos de carbonos como porcentaje de los ingresos varían entre el 0.85% y el 0.95%.

Los ingresos por los CER están afectos al pago del impuesto a la renta, pero no al IGV.

4.2.2 Colombia

En Colombia, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático fue aprobada mediante la Ley 164 de 1994, y el país forma parte de la Convención desde el 20 de junio de 1995 (a setiembre del 2000, 184 países eran parte de esta convención).

El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT) es la autoridad nacional encargada de aprobar los proyectos de MDL.

El principal beneficio para el proyecto se da en términos de los ingresos económicos que se obtienen por la venta de los CER.

5. A modo de conclusión

En la década de 1990 se dictaron leyes que permitieron el ingreso de la inversión privada al sector eléctrico, con la finalidad de fomentar la competitividad entre las empresas, públicas y privadas, que operan en el sector. Además, ambos países tienen estructura operativa similar, con excepción de la comercialización: en el Perú la realiza el distribuidor, mientras que en Colombia es una actividad separada.

La tasa impositiva a la renta y el cargo por el uso del agua son mayores en Colombia. Sin embargo, estas variables se podrían ver compensadas con la tarifa de contratos y del mercado de corto plazo, que son más altas.

El gobierno colombiano permite la firma de contratos de estabilidad jurídica con el fin de garantizar a los inversionistas la misma legislación durante el periodo de vigencia del contrato, factor determinante para atraer un mayor nivel de inversión. Estos acuerdos se pueden firmar por un periodo de entre 3 y 20 años, siempre que los montos de inversión sean iguales o superiores a 1.84 millones de dólares, y el inversionista se encuentra obligado a pagar el 1% del monto de inversión realizado cada año.

Finalmente, mientras que en el Perú se han dictado normas de incentivos específicos para la generación de energía eficiente y de fuentes renovables, en Colombia el incentivo de zonas francas se brinda para atraer todo tipo de inversiones, no se circunscribe solo al sector eléctrico.

5

Evaluación de los aspectos más relevantes para un proyecto de generación hidroeléctrica y comparación entre el Perú y Colombia

La evaluación del proyecto de inversión en los dos países considera la misma estructura de financiamiento de los activos, determinada mediante la consulta a expertos del sector eléctrico, como el gerente general de una importante empresa, quien estima que la relación deuda/capital, generalmente utilizada para la financiación de proyectos de generación es de 70/30. Además de ello, se considera un costo financiero del 6.40% para Colombia y del 6.80% para el Perú.

A partir de la consulta a expertos, se identificaron las categorías regulatoria, tributaria y ambiental como los aspectos más relevantes para la inversión en proyectos de generación hidroeléctrica. Luego de ello, se procedió a medir el impacto de cada una de estas categorías en la aplicación de un modelo económico financiero para una central hidroeléctrica que opere con el sistema interconectado nacional en cada uno de los dos países en estudio. Se excluyen del análisis las variables relacionadas con la operación, la inflación y los problemas sociales, laborales y de seguridad.

La elaboración del modelo económico financiero se realiza a partir de la información proporcionada por expertos del sector y la consulta sobre los proyectos aprobados por el Ministerio de Energía y Minas del Perú, que se conservan en la Dirección General de Electrificación.

Para realizar la evaluación, se opta por el método de flujo de caja descontado mediante la metodología del valor presente ajustado (APV), porque se adecúa a las características del proyecto en evaluación, cuya deuda finaliza en el año quince. Además, el APV permite conocer la fuente de valor, al separar los flujos económicos de los flujos financieros y utilizar distintas tasas de descuento según el tipo de riesgo.

La evaluación del nivel de atracción para la inversión privada se realiza mediante el análisis de la generación de valor, medido por el valor actual neto de cada proyecto y ajustado a las características de cada mercado. Asimismo, para el cálculo del valor actual se debe elaborar el flujo de caja esperado, tomando como referencia los ingresos y egresos proyectados para cada país como escenario base, luego se incorpora cada variable por separado para evaluar su impacto en el valor del proyecto.

1. Modelo de evaluación

El modelo establece un horizonte de evaluación de cuarenta años, según la vida útil de los equipos. Por esta razón, y para fines comparativos entre los dos países, no se establece un valor residual para la inversión. En el cuadro 16 se describen las características generales de los proyectos sujetos de comparación y los supuestos realizados para la evaluación.

Cuadro 16. *Características generales de la central hidroeléctrica*

Descripción y supuestos	Perú	Colombia
Tipo de central	Central hidroeléctrica de pasada con regulación diaria	
Capacidad de generación	70 MW	70 MW
Horizonte de evaluación	40 años	40 años
Etapa preoperativa	3 años	3 años

Elaboración propia.

Inversión

Para elaborar el modelo de evaluación, tal como se delimita en el alcance del presente documento, se estima el mismo monto de inversión en el Perú y en Colombia. Este monto se determina tomando como referencia un

estimado de entre 1 millón y 1.5 millones de dólares por megavatio instalado (Dirección General de Electrificación, Ministerio de Energía y Minas, 2009), monto que incluye las inversiones requeridas para la construcción, los suministros, el montaje, la construcción de obras civiles y los equipos (cuadro 17).

Cuadro 17. *Inversiones del proyecto*

Conceptos	Depreciación	Total US\$
Ingeniería/Intangible	10 años	2,377
Maquinaria y equipos	10 años	39,222
Obras civiles	30 años	52,801
Total inversiones		94,500

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electrificación, 2009.

Ingresos

Los ingresos por venta de energía se relacionan por los contratos suscritos y por la venta de energía al sistema interconectado (denominado mercado *spot*). Además, se fija una remuneración adicional por la capacidad de generación de cada empresa, denominado pago por potencia o pago por capacidad en el Perú y cargo por confiabilidad en Colombia (cuadro 18).

Cuadro 18. *Perú y Colombia: descripción de pagos de remuneración a las generadoras*

	Descripción	
Perú	Pago por potencia	US\$ 5.70 kW/mes
	Precio de contratos	US\$ 45.89 MW/hora
	Precio <i>spot</i> (promedio)*	US\$ 43.13 MW/hora
Colombia	Cargo por confiabilidad	Incluido en el precio de los contratos y precio <i>spot</i>
	Precio contratos**	US\$ 54.9 MW/hora
	Precio <i>spot</i> (promedio)	US\$ 43.89 MW/hora

* Promedio aritmético de los últimos cinco años (es referencial).

** Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Elaboración propia.

En el caso peruano, el cálculo de los ingresos por venta de energía en el mercado *spot* utiliza la información publicada por el operador del sistema COES (COES-SINAC, 2011) al mes de marzo del 2011. Para los ingresos por

la venta de contratos de energía en el largo plazo, se toma como referencia el proceso de licitación pública realizado por Proinversión en marzo del 2011, en el cual se otorga la buena pro a cuatro empresas de generación eléctrica, con un precio ponderado de 45.89 dólares por megavatio hora. Por último, el pago por capacidad o pago por potencia es fijado por el regulador y asciende a 5.70 dólares por kilovatio al mes.

Para el mercado colombiano, la información de ingresos por venta en el mercado de corto plazo se determina a partir de las proyecciones realizadas por la empresa encargada de la operación del mercado para los próximos seis años. Asimismo, para determinar el valor de los contratos firmados y negociados en la Bolsa de Energía se considera la información de precios vigente y publicada en la página del operador (XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.).

El modelo financiero toma en cuenta los ingresos generados a partir de la reducción de emisiones de CO₂, expresados en toneladas métricas, lo cual permite acceder al procedimiento para obtener la emisión de bonos de carbono. En el cuadro 19 se describe el cálculo de los ingresos estimados por la emisión de bonos de carbono.

Cuadro 19. *Ingresos por venta de certificados de emisiones reducidas (CER)*

Descripción	Perú	Colombia
Capacidad (MW)	70	70
Factor de planta (%)	70%	70%
Horas año	8,760	8,760
Energía producida (MWh)	429,240	429,240
Factor de conversión (tCO ₂ /MWh)	0.51	0.51
Toneladas de CO ₂	218,912.40	218,912.40

Ministerio de Minas y Energía Colombia (2010), Ministerio de Energía y Minas Perú (2009)
Elaboración propia.

El proyecto de generación hidroeléctrica representa una reducción de 218,912 toneladas de CO₂, con un valor promedio por tonelada de 6 dólares.

Egresos

Para efectos comparativos, el modelo financiero incorpora los mismos costos de operación y mantenimiento calculados para un proyecto de similares características presentado ante el Ministerio de Energía y Minas del Perú (cuadro 20).

Cuadro 20. *Egresos del proyecto*

Descripción	Perú / Colombia
Costos de operación y mantenimiento	6% / ventas
Gastos de administración	US\$ 8,000 MW instalado
Gastos por depreciación	Ingeniería 10 años Maquinaria 10 años Obras civiles 30 años

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2009.

Aportes por regulación

En cuanto al canon de agua, en el caso peruano, de acuerdo con lo señalado en el artículo 107 de la Ley de Concesiones Eléctricas, se establece un pago no mayor al 1% del precio promedio de la energía en hora fuera de punta, como factor por ser aplicado a la energía media estimada (Minem, 2009, marzo: 44). Para Colombia, según el artículo 45 de la Ley 99 del año 1993 (CREG, s. f., a), este aporte al canon del agua se establece en el 6% del valor de la energía generada.

Respecto a la contribución al regulador, el valor del aporte se establece como un porcentaje sobre los ingresos del generador: en el caso peruano, este valor es del 1% de sus ingresos anuales (Minem, 2009, marzo: 19); en Colombia, el artículo 22 de la Ley 143 del año 1994 establece un valor no mayor al 1% de los gastos de funcionamiento, excluyendo los gastos operativos (Régimen Legal de Bogotá D. C., s. f. b).

Indicadores tributarios

En el cuadro 21 se presentan las principales obligaciones aplicables a un proyecto de generación hidroeléctrica en ambos países, así como las tasas impositivas vigentes a marzo del 2011.

Cuadro 21. *Indicadores tributarios*

Tributo	Perú	Colombia
Impuesto a la renta	30%	33%
Impuesto general a las ventas (Perú)	18%	16%
Impuesto al valor agregado (Colombia)		
Impuesto a las transacciones financieras (Perú)	0.04%	0.04%
Gravamen a los movimientos financieros (GMF)		
Participación de trabajadores	5%	n. a.

n. a.: no aplicable.
Elaboración propia.

Incentivos a la inversión

Con el objetivo de fomentar la inversión en cada región, tanto el Estado peruano como el colombiano han desarrollado diversos incentivos a la inversión privada en proyectos de infraestructura en el sector de generación hidroeléctrica, tal como se puede apreciar en el cuadro 22.

2. Determinación de la tasa de descuento

De manera consistente con la metodología propuesta para la estimación de los determinantes de la inversión, se utiliza como tasa de descuento el costo del patrimonio desapalancado (K_{OA}). Para la estimación de esta variable, se utiliza una extensión del modelo CAPM a mercados emergentes.

El modelo CAPM híbrido (planteado en el anexo 7) suma el riesgo país a partir del cálculo del CAPM estimado con valores propios de un mercado desarrollado. El riesgo país es ajustado por la diversificación del riesgo país y será la variable que diferencie las estimaciones en el Perú y Colombia. De manera indirecta, el beta país, estimado en función del índice S&P500 del Perú y Colombia, influirá en el nivel de diversificación del riesgo país para un inversionista global.

Se considera este enfoque debido a que surgen tres problemas al estimar de manera directa el costo de capital en mercados emergentes: el primero está relacionado con el escaso desarrollo de los mercados de valores locales;

Cuadro 22. Perú y Colombia: incentivos para inversión en generación hidroeléctrica

Incentivo	Perú	Colombia
Depreciación acelerada	Hasta en 5 años	No
Recuperación anticipada del IGV / IVA	Sí	No
Contratos de estabilidad jurídica	Hasta 20 años (El no cumplimiento por parte del Estado se indemniza al contado sobre el valor presente del flujo neto futuro que la concesión genere)	Entre 3 y 20 años
Zona franca	No	Sí – Impuesto a la renta, 15%. – No genera ni paga arancel. – Exención IVA sobre materia prima, insumos y bienes para producción. – Exención IVA sobre venta al extranjero (cuando se reconoce la producción en Z. F.).
CER / Bonos de carbono	Sí	Sí

Elaboración propia.

el segundo, con el nivel de acciones en circulación *floating* y concentración de los mercados de valores; y el tercero, con la poca integración de los mercados de capitales en desarrollo a la economía mundial, como lo señala Corbo (2003).

En el primer y segundo caso, la dificultad radica en estimar la prima de mercado y el beta de las empresas, respectivamente. La solución de estos problemas se logra mediante el uso de aquellas variables que se tienen en cuenta en un mercado desarrollado y la adición del riesgo país en el cálculo de las variables del CAPM.

En este sentido, se considera que las inversiones realizadas en un mercado emergente requerirán una rentabilidad adicional a aquella estimada para una inversión de una empresa del mismo sector y de las mismas características de negocio que opera en un mercado desarrollado. Sobre la

base de esta premisa se calcula el costo de patrimonio para el proyecto, a partir de la siguiente fórmula:

$$k_E = r_f + \beta_f \times (E(r_m) - r_f) + \lambda \times R_p$$

r_f : Tasa libre de riesgo.

β : Medida del riesgo sistémico del patrimonio de la empresa.

$E(r_m)$: Rentabilidad esperada del portafolio de mercado.

$(E(r_m) - r_f)$: Premio esperado por riesgo de mercado.

λ : Porcentaje no diversificable del riesgo país.

R_p : Prima por riesgo país.

En donde, λ (lambda) se determina utilizando los parámetros de la siguiente regresión:

$$R_{igbx,t} = \beta_0 + \beta_1 R_{S\&P500,t} + \varepsilon_t$$

El beta estimado de la regresión presentada se eleva al cuadrado y se ajusta por las desviaciones estándar de cada variable al cuadrado.

$$\lambda_x = \hat{\beta}_x^2 \left(\frac{\sigma_{S\&P500}}{\sigma_{IGBX}} \right)^2$$

Sobre la base de esta metodología se obtienen los resultados que se presentan en el cuadro 23.

A continuación, se detallan los cálculos realizados para cada variable.

Tasa libre de riesgo (RF)

Para efectos de la implementación del CAPM, es necesario considerar la tasa libre de riesgo que refleje las expectativas de los inversionistas, que puede ser estimada considerando valores históricos o corrientes. Cuando se evalúa el costo de capital para un periodo a largo plazo (si los mercados de capital fueran perfectamente eficientes), las curvas de rendimiento actuales reflejarían todas las expectativas sobre ganancias futuras y serían una medida apropiada de la tasa libre de riesgo. Sin embargo, en la práctica, los

Cuadro 23. Cálculo de la tasa de descuento

Variable	Criterio	Fuente	Perú	Colombia
Tasa libre de riesgo	Promedio últimos 10 meses de 2010, datos semanales y diarios de los bonos del Tesoro norteamericano con un vencimiento a 10 años o más.	Banco Central de Reserva, rendimiento diario.	4.326%	4.326%
Prima por riesgo de mercado	Promedio aritmético de los rendimientos anuales del índice S&P500 para el periodo 1928-2010 y la tasa libre de riesgo estimada.	Aswath Damodaran, Ph.D. Stern School of Business, New York University.	6.99%	6.99%
Beta desapalancado	Beta sectorial; betas apalancados de una muestra de empresas de generación de los Estados Unidos definidas por Morningstar (antes Ibbotson Associates).	Bloomberg. La regresión considera información diaria para el periodo 2007-2010.	0.48	0.48
λ (lambda)	Porcentaje diversificable del riesgo país. Rendimientos de los promedios mensuales del IGBVL (Índice general de la Bolsa de Valores de Lima) y el IGBVC (Índice general de la Bolsa de Valores de Colombia) ajustados por el tipo de cambio y del S&P500 para cada periodo de análisis.	Bolsa de Valores de Lima, Bolsa de Valores de Bogotá y Banco de la República de Colombia. Periodo 2006-2010.	0.4639	0.4395
Riesgo país	Diferencial (<i>sprind</i>) del rendimiento de los bonos emitidos por los gobiernos de Perú y Colombia y del rendimiento de los bonos del Tesoro norteamericano, elaborado por el banco JP Morgan. Promedio mensual sobre la base de datos diarios.	Banco Central de Reserva del Perú y Banco de la República de Colombia.	1.72%	1.79%
K_{OA}			8.785%	8.800%

Elaboración propia.

mercados de capitales son volátiles y las tasas observadas en un momento dado pueden ser influenciadas por anomalías en el mercado y estar propensas a variaciones cíclicas significativas. Así, para el periodo de evaluación es necesario considerar el impacto de la crisis financiera generada por los productos hipotecarios denominados *subprime*, cuyo origen se remonta a agosto del año 2007. Esta crisis afectó a los mercados desarrollados y generó un cambio en el comportamiento de los inversores.

Si se analizan los últimos diez años, se puede observar que esta variable presenta distintos resultados y es sensible a las crisis. En particular, luego de la ruptura de la burbuja tecnológica, las crisis ocasionadas por los ataques terroristas del 11 de setiembre de 2001 y los escándalos contables corporativos, la economía de los Estados Unidos ingresa en un periodo de recesión, que es acompañado con una caída en las tasas de interés. Por ello, se observa una marcada disminución de la tasa libre de riesgo entre los años 2001 y 2003. En este periodo, la tasa alcanzó valores promedios de 4.5%.

Para los años 2004-2006, se observa un ligero incremento de esta variable, coincidente con la recuperación de la economía norteamericana, acompañada de un aumento de la inflación y de incrementos de la tasa de interés de los fondos federales (*Federal Funds Rate*) determinados por la Junta de Gobernadores de la Reserva Federal de los Estados Unidos. En este periodo, la tasa finalizó en el 4.79%.

Finalmente, durante el periodo 2007-2010 se aprecia una brusca caída en el valor de la tasa libre de riesgo como consecuencia de la crisis financiera internacional. La mayor aversión al riesgo ha llevado a que los inversionistas se refugien en estos activos seguros, lo que se ha traducido en una reducción de la tasa a un valor promedio de 3.28% en el año 2010 (figura 13).

En este sentido, con el fin de no subestimar ni sobreestimar esta variable, se utilizó el promedio aritmético de los últimos diez años —porque comprenden tanto periodos previos como posteriores a las crisis—, para lo cual se consideró los rendimientos diarios de los bonos del Tesoro norteamericano (*US Treasury Bonds*) a diez años¹⁶. Se optó por una periodicidad

16. Tasa de retorno al vencimiento (*Yield-to-maturity*) de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos a diez años en cada semana.

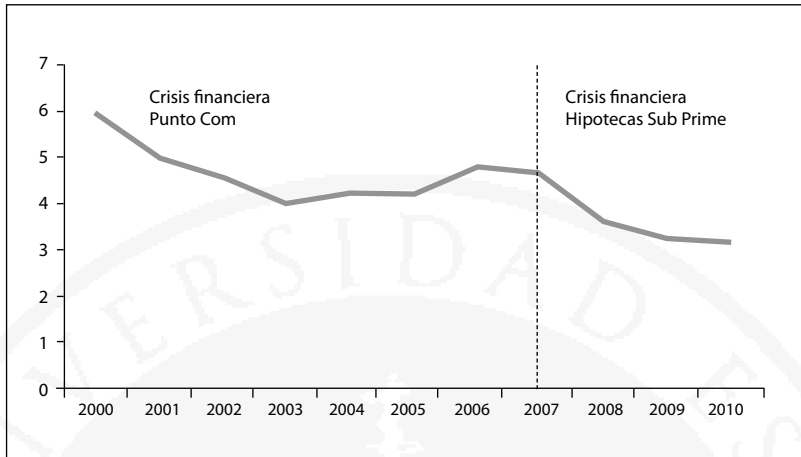


Figura 13. Rendimiento de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos a diez años

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú.
Elaboración propia.

diaria para que sea compatible con la estimación del beta, que también utiliza datos diarios.

Prima de mercado [E (RM) – RF]

Para el cálculo de la prima de mercado se utiliza el promedio aritmético de los rendimientos anuales del índice S&P500 desde 1928 hasta el año 2010, pues la prima por riesgo de mercado es una expectativa del crecimiento del mercado y está relacionada con los ciclos económicos. Como lo menciona Estrada (2006), la evidencia internacional para estimar este valor parece converger a utilizar variables como el S&P500, tasas libres de riesgo a largo plazo¹⁷ y contar con tantas observaciones anuales como sea posible¹⁸.

En esa dirección, se calcula la prima por riesgo de mercado considerando la tasa libre de riesgo que se calculó anteriormente¹⁹, mientras que la rentabilidad esperada del portafolio del mercado se estimará como la

17. Vencimientos mayores o iguales a diez años.

18. En los Estados Unidos, cualquier año posterior a 1926.

19. Al respecto, se sigue el enfoque que plantea Damoradan con relación a considerar la misma tasa libre de riesgo en la prima por riesgo de mercado.

media aritmética de los retornos del portafolio del mercado desde 1928 hasta 2010. El valor obtenido es de 6.99%.

Riesgo país (RP)

Este valor se estima como el promedio aritmético de los datos mensuales del diferencial (*spread*) del rendimiento de los bonos emitidos por el gobierno del Perú y de Colombia y del rendimiento de los bonos del Tesoro norteamericano, medido a partir del «EMBI²⁰ + Perú» y del «EMBI + Colombia» elaborado por el banco de inversión JP Morgan²¹.

Ajuste *lambda*

Con el fin de considerar la información más relevante para la estimación del porcentaje no diversificable del riesgo país, se consideró el periodo 2006-2010. Así, para calcular la regresión se utilizan los rendimientos de los promedios mensuales del IGBVL y el IGBC ajustados por el tipo de cambio y el S&P500, para cada periodo de análisis.

Se tiene en cuenta un periodo de cinco años porque garantiza una confiabilidad estadística y porque en dicho periodo hubo crecimiento y desaceleración económica, ruido político, cambios regulatorios y crisis internacional. Asimismo, se utilizan datos mensuales en vista de que la relación entre los retornos del IGBVL y el IGBC, ajustados por el tipo de cambio y el S&P500, podría presentar un retraso en días o semanas por imperfecciones en el mercado local al incorporar la información del mercado externo. Para el periodo 2006-2010²² se utiliza un único valor de

20. *Emerging Market Bonds Index*.

21. Los datos mensuales corresponden al promedio de los datos diarios del EMBI + Perú para cada mes.

22. Los resultados de las regresiones estimadas son (errores estándar entre paréntesis):

- Perú

$$R_{IGBVL,t} = 0.0342 + 1.605 R_{S\&P500,t} + e_t \quad R^2 = 0.4545 \quad \text{Observaciones} = 59$$

(01.1) (0.23)

- Colombia

$$R_{IGBVL,t} = 0.013 + 1.1328 R_{S\&P500,t} + e_t \quad R^2 = 0.4296 \quad \text{Observaciones} = 59$$

(0.008) (0.17)

λ estimado, que alcanza el valor de 0.456 para el Perú y de 0.423 para Colombia²³.

Beta de la empresa

Dado que el β representa una medida del riesgo sistémico o no diversificable del proyecto y que se está empleando la metodología del CAPM híbrido para un mercado emergente, se utiliza el «*beta* sectorial», definido por una muestra de empresas de los Estados Unidos de Norteamérica.

Al respecto, es necesario considerar que la mayoría de empresas del sector eléctrico norteamericano se encuentran verticalmente integradas, por lo que el *beta* desapalancado para el sector de 0.67 para el año 2010, estimado por Damodaran no es representativo. Como el proyecto consiste en la generación eléctrica, es necesario filtrar la muestra de empresas considerando solo aquellas cuyo principal negocio sea la generación y cuyas ventas se efectúen, en su mayoría, al sector mayorista.

Por su parte, Macroinvest (2010) identificó 6 empresas cuyo negocio principal es la generación con ventas centradas en el segmento mayorista no regulado, de un total de 45 empresas eléctricas que son utilizadas por Morningstar (antes Ibbotson) para estimar el *beta* de la industria eléctrica norteamericana. Sobre la base de esta muestra se seleccionan 4 empresas, después de eliminar los valores que distorsionan el promedio.

Es posible obtener los *betas* apalancados de estas empresas de la fuente Bloomberg para el periodo 2007-2010, utilizando datos diarios de los últimos tres años. Con el fin de reducir el impacto de la crisis financiera, en la estimación se compara el valor obtenido con el *beta* estimado a setiembre del 2007 para las mismas empresas²⁴. El valor estimado es similar al

23. Como se mencionó anteriormente, el ponderador λ es ajustado, mediante la siguiente fórmula, para corregir posibles ineficiencias y obtener un ponderador prospectivo de largo plazo que mide el grado en que el riesgo país es no diversificable.

$$\lambda^* = \frac{2}{3}\lambda + \frac{1}{3}$$

24. De las seis empresas seleccionadas por Macroinvest, se retiran aquellas empresas dedicadas solamente al negocio de distribución, con lo cual se identifican cuatro empresas comparables.

calculado para los últimos tres años²⁵. La estimación del *beta* se presenta en el cuadro 24.

A continuación, se presenta una reseña de las empresas seleccionadas:

- Allete Inc. Es una empresa integrada que genera y distribuye electricidad. Con respecto a la generación, presenta tres fuentes de energía: carbón; 112 megavatios de energía hidroeléctrica, generada a partir de diez estaciones hidroeléctricas; y 25 megavatios de energía eólica.
- Constellation Energy Group Inc. Es una empresa integrada cuyos principales activos son los de generación. El segmento de generación desarrolla, posee, opera y mantiene instalaciones de generación fósil, nuclear y renovable, y gestiona aproximadamente 1,100 megavatios.
- Integrys Energy Group Inc. La compañía también genera y distribuye electricidad. Genera energía a partir de carbón, gas natural, *fuel oil*, hidroelectricidad y energía eólica. Su capacidad de generación eléctrica es de 2,180.40 megavatios, e incluye la utilidad de las instalaciones de propiedad compartida.
- Pepco Holding Inc. Opera como una compañía de energía diversificada en dos divisiones: la división de entrega de potencia y la división de energía. La división de entrega de energía se dedica a la transmisión, la distribución y el suministro de electricidad y a la entrega y el suministro de gas natural. La división de energía se enfoca en la generación de electricidad y gas natural. Esta división genera 2,250 megavatios mediante ciclo combinado.

Finalmente, dado que podrían existir ineficiencias en los mercados de acciones, se considera razonable ajustar el *beta* calculado para corregir dichas posibles ineficiencias. En este sentido, se calcula un *beta* ajustado mediante una fórmula similar a aquella utilizada por Bloomberg y por Merrill Lynch²⁶ para ajustar los betas.

25. El valor obtenido por Macroinvest es de 0.47.

26. Esta metodología de ajuste de los *beta* es ampliamente utilizada por los analistas de inversiones y las compañías especializadas.

Cuadro 24. Estimación de los beta*

Código Bloomberg	Empresa	2007-2010	Beta apalancado	D/E	Capitalización bursátil (billones de US\$)	T	Beta desapalancado
ALE US	Allele Inc.	Datos diarios	0.753	1.098	1,334	0.328	0.43
GEG US	Constellation Energy Group Inc.	Datos diarios	0.801	1.008	8,633	0.328	0.48
TEG US	Intergys Energy Group Inc.	Datos diarios	0.829	1.148	4,108	0.328	0.47
POM	Pepco Holding Inc.	Datos diarios	0.854	0.987	3,752	0.328	0.51
							0.4797

* Las regresiones se presentan en el anexo 8.

Fuente: Bloomberg;

Elaboración propia.

La fórmula es la siguiente:

$$\beta^* = \frac{2}{3}\beta + \frac{1}{3}$$

Por lo general, la estimación del *beta* se realiza a partir de una regresión lineal simple entre el rendimiento de la empresa y el rendimiento del mercado, cálculo que suele presentar errores de estimación. La técnica de ajuste bayesiano busca resolver este problema. El supuesto detrás de este ajuste es que el *beta* estimado de esa manera solo considera un tipo de información de las dos potenciales fuentes de información que afectan el valor del *beta*. La segunda fuente está relacionada con la información que conocen los inversionistas acerca del promedio del mercado, que si bien no tiene valor comercial, en términos estadísticos mejora la significancia del *beta* estimado (Ogier, Rugman & Spicer, 2004).

La fórmula del ajuste bayesiano es la siguiente:

$$\beta_{ajustado} = \beta_{estimado} * P + 1.0 (1 - P)$$

Donde: P = Medida de la estimación del error

1.0 = *Beta* del mercado del portafolio

Respecto de este planteamiento, Marshall Blume encontró, en una muestra de 415 *beta* de diferentes empresas, que los *beta* de portafolios cercanos a uno eran más estables en comparación con aquellos de portafolios que se encuentran en los extremos: «Blume's conclusion was that some form of adjustment towards one would be beneficial» (Ogier, Rugman & Spicer, 2004).

Bloomberg y Merrill Lynch realizan el ajuste de los *beta* usando la fórmula de Blume, en donde asumen un valor de 0.66 para la medida de estimación de riesgo (P) y 0.33 (1 - P) para el valor del *beta* del mercado. Cabe señalar que el valor de 0.66 es arbitrario (Fernández, 1999).

3. Evaluación del proyecto

Para elaboración del modelo de evaluación, se determinan diversos escenarios en función del efecto de las variables consideradas para el análisis:

a) impuesto a la renta, b) IGV, c) ITF/GMF, d) participación de los trabajadores, e) venta de CER/bonos de carbono, f) depreciación acelerada, g) recuperación anticipada del IGV y h) zona franca. Estas variables intervienen en la generación de valor del proyecto y son evaluadas mediante la metodología del valor presente ajustado (APV), debido a las características del financiamiento y el pago de la deuda durante los primeros quince años.

3.1. Evaluación económico-financiera

El siguiente análisis toma las variables operativas de cada país como escenario base e incorpora, de manera progresiva, el efecto de la venta de bonos de carbono, los impuestos y los incentivos para determinar el valor de cada proyecto y el impacto de cada variable en este. El cuadro 25 muestra cada variable por separado para determinar su efecto en el valor final del proyecto y describe las variables utilizadas para la elaboración del modelo de evaluación.

3.2. Evaluación del proyecto de generación hidroeléctrica en el Perú

La evaluación de un proyecto de generación hidroeléctrica ubicado en el Perú se realiza a partir de las variables operativas del negocio; es decir, ingresos por venta de contratos, ingresos por venta de energía al sistema, pago por potencia y costos operativos. Además, se incorpora, de manera progresiva, las diferentes variables que afectan al sector. En el cuadro 26 se presentan las proyecciones realizadas; y en el cuadro 27, los principales escenarios calculados.

Cuadro 25. Perú y Colombia: comparativo de las variables consideradas para la evaluación económico-financiera

PERÚ	COLOMBIA																								
<p>IMPUESTO A LA RENTA</p> <p><input type="radio"/> Sin impuesto a la renta</p> <p><input checked="" type="radio"/> Con impuesto a la renta</p>	<p>IMPUESTO A LA RENTA</p> <p><input type="radio"/> Sin impuesto a la renta</p> <p><input checked="" type="radio"/> Con impuesto a la renta</p>																								
<p>IMPUESTO GENERAL A LAS VENTAS</p> <p><input type="radio"/> Sin IGV, 18%</p> <p><input checked="" type="radio"/> Con IGV, 18%</p>	<p>IMPUESTO AL VALOR AGREGADO</p> <p><input type="radio"/> Sin IVA, 16%</p> <p><input checked="" type="radio"/> Con IVA, 16%</p>																								
<p>ITF</p> <p><input type="radio"/> Sin ITF</p> <p><input checked="" type="radio"/> Con ITF</p>	<p>GMF</p> <p><input type="radio"/> Sin GMF</p> <p><input checked="" type="radio"/> Con GMF</p>																								
<p>PARTICIPACIÓN DE TRABAJADORES</p> <p><input type="radio"/> Sin participación, 5%</p> <p><input checked="" type="radio"/> Con participación, 5%</p>																									
<table border="1"> <tr><td>Con bonos de carbono</td></tr> <tr><td>Sin bonos de carbono</td></tr> <tr><td>Con bonos de carbono</td></tr> </table>	Con bonos de carbono	Sin bonos de carbono	Con bonos de carbono	<table border="1"> <tr><td>Con bonos de carbono</td></tr> <tr><td>Sin bonos de carbono</td></tr> <tr><td>Con bonos de carbono</td></tr> </table>	Con bonos de carbono	Sin bonos de carbono	Con bonos de carbono																		
Con bonos de carbono																									
Sin bonos de carbono																									
Con bonos de carbono																									
Con bonos de carbono																									
Sin bonos de carbono																									
Con bonos de carbono																									
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">PERÚ</th> </tr> <tr> <th>Descripción</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Potencia firme en MW</td> <td>70.00</td> </tr> <tr> <td>Energía firme (factor de planta)</td> <td>70.00%</td> </tr> <tr> <td>Tasa libre de riesgo</td> <td>4.33%</td> </tr> <tr> <td>K_{OA}</td> <td>8.785%</td> </tr> </tbody> </table>	PERÚ		Descripción		Potencia firme en MW	70.00	Energía firme (factor de planta)	70.00%	Tasa libre de riesgo	4.33%	K _{OA}	8.785%	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">COLOMBIA</th> </tr> <tr> <th>Descripción</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Potencia firme en MW</td> <td>70.00</td> </tr> <tr> <td>Energía firme (factor de planta)</td> <td>70.00%</td> </tr> <tr> <td>Tasa libre de riesgo</td> <td>4.33%</td> </tr> <tr> <td>K_{OA}</td> <td>8.800%</td> </tr> </tbody> </table>	COLOMBIA		Descripción		Potencia firme en MW	70.00	Energía firme (factor de planta)	70.00%	Tasa libre de riesgo	4.33%	K _{OA}	8.800%
PERÚ																									
Descripción																									
Potencia firme en MW	70.00																								
Energía firme (factor de planta)	70.00%																								
Tasa libre de riesgo	4.33%																								
K _{OA}	8.785%																								
COLOMBIA																									
Descripción																									
Potencia firme en MW	70.00																								
Energía firme (factor de planta)	70.00%																								
Tasa libre de riesgo	4.33%																								
K _{OA}	8.800%																								
<p style="text-align: center;">INCENTIVOS A LA INVERSIÓN</p> <table border="1"> <tr><td>Con depreciación acelerada</td></tr> <tr><td>Con depreciación acelerada</td></tr> <tr><td>Sin depreciación acelerada</td></tr> </table> <table border="1"> <tr><td>Con recuperación anticipada del IGV</td></tr> <tr><td>Sin recuperación anticipada del IGV</td></tr> <tr><td>Con recuperación anticipada del IGV</td></tr> </table>	Con depreciación acelerada	Con depreciación acelerada	Sin depreciación acelerada	Con recuperación anticipada del IGV	Sin recuperación anticipada del IGV	Con recuperación anticipada del IGV	<p style="text-align: center;">INCENTIVOS A LA INVERSIÓN</p> <table border="1"> <tr><td>Sin incentivo de zona franca</td></tr> <tr><td>Con incentivo de zona franca</td></tr> <tr><td>Sin incentivo de zona franca</td></tr> </table>	Sin incentivo de zona franca	Con incentivo de zona franca	Sin incentivo de zona franca															
Con depreciación acelerada																									
Con depreciación acelerada																									
Sin depreciación acelerada																									
Con recuperación anticipada del IGV																									
Sin recuperación anticipada del IGV																									
Con recuperación anticipada del IGV																									
Sin incentivo de zona franca																									
Con incentivo de zona franca																									
Sin incentivo de zona franca																									



PERÚ	
Descripción de tributos	
Tasa de impuesto a la renta	30%
Impuesto general a las ventas	18%
Impuesto transacciones financieras	0.04%
Contribución por canon de agua GWh	0.276%
Contribución Osinergmín	1.00%
Contribución COES	0.75%
Participación de trabajadores	5%
Depreciación acelerada	Sí
Periodo máximo depreciación acelerada	5
Recuperación anticipada del IGV	Sí

Ingresos	
Porcentaje por venta de contratos	80%
Porcentaje por venta <i>spot</i>	20%

Bono de carbono		Año
Periodo de acreditación I	Sí	2017
Periodo de acreditación II	Sí	2024
Periodo de acreditación III	Sí	2031
Comisión	2%	
Factor	510	

Bono de carbono (precios)	Euros	Dólares
Periodo de acreditación I	10.00	14.00
Periodo de acreditación II	8.00	11.20
Periodo de acreditación III	6.00	8.40
TC Dólar / Euro	1.4	

Descripción	
Capacidad MW	70
Factor de planta (%)	70%
Horas año	8,760.00
Energía producida MWh	429,240.00
Factor de conversión (tCO ₂ /M)	0.51
Toneladas de CO ₂	218,912.40

Descripción	
Pago por potencia (kW-mes) dólares	5.70
Precio por energía en hora punta, soles kWh	45.89
Precio por energía fuera de punta, soles kWh	9.32
Pago por potencia, soles	16.91
Precio ponderado <i>spot</i>	
Factor de hora punta	24.20%
Factor fuera de punta	75.80%

COLOMBIA	
Descripción de tributos	
Tasa de impuesto a la renta	15%
Impuesto general a las ventas	16%
Impuesto transacciones financieras	0.04%
Contribución por canon de agua ingreso	6.00%
Contribución regular	1.00%
Contribución CREG	1.00%
Participación de trabajadores	0%
Depreciación acelerada	No
Periodo máximo depreciación acelerada	No

Ingresos	
Porcentaje por venta de contratos	80%
Porcentaje por venta <i>spot</i>	20%

Bono de carbono		Año
Periodo de acreditación I	Sí	2017
Periodo de acreditación II	Sí	2024
Periodo de acreditación III	Sí	2031
Comisión	2%	
Factor	510	

Bono de carbono (precios)	Euros	Dólares
Periodo de acreditación I	10.00	14.00
Periodo de acreditación II	8.00	11.20
Periodo de acreditación III	6.00	8.40
TC Dólar / Euro	1.4	

Descripción	
Capacidad MW	70
Factor de planta (%)	70%
Horas año	8,760.00
Energía producida MWh	429,240.00
Factor de conversión (tCO ₂ /M)	0.51
Toneladas de CO ₂	218,912.40

Descripción	
Cargo por confiabilidad (kW-mes), dólares	5.25
Precio por energía en hora punta	62.9
Precio por energía fuera de punta	62.9
Pago por potencia, soles	9,712.50
Precio ponderado <i>spot</i>	
Factor de hora punta	24.20%
Factor fuera de punta	75.80%



PERÚ		
Costos de operación en miles de US\$		
Conceptos	Costo	Variación
Peaje SPT + GRP	6.54%	0%
Peaje secundario	1.20%	0%
Mantenimiento mayor	100	0%
Programa anual EIA	19	0%

Relación D/C	
Deuda	70%
Capital	30%

Deuda	
Tasa de préstamo	6.40%
Deuda (en miles de US\$)	74,045
Periodo de pago	15

Programa de desembolsos			
Descripción	2009	2010	2011
Desembolso	18,900.00	37,800.00	37,800.00
Aporte de capital	5,670.00	11,340.00	11,340.00
Deuda	13,230.00	26,460.00	26,460.00

COLOMBIA		
Costos de operación en miles de US\$		
Conceptos	Costo	Variación
Peaje SPT + GRP	0.07	0%
Peaje secundario	0.01	0%
Mantenimiento mayor	100.00	0%
Programa anual EIA	19.00	0%

Relación D/C	
Deuda	70%
Capital	30%

Deuda	
Tasa de préstamo	6.40%
Deuda (en miles de US\$)	74,557
Periodo de pago	15

Programa de desembolsos			
Descripción	2009	2010	2011
Desembolso	18,900.00	37,800.00	37,800.00
Aporte de capital	5,670.00	11,340.00	11,340.00
Deuda	13,230.00	26,460.00	26,460.00

Elaboración propia.

Cuadro 26. Perú: evaluación de central hidroeléctrica

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ganancias y pérdidas												
En miles de US\$												
Ingresos por ventas												
Ingreso por venta de energía spot	US\$			3,037	2,855	3,015	2,994	2,961	3,088	3,107	2,959	3,168
Ingresos por potencia	US\$			3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352
Ingresos por ventas a clientes	US\$			15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758
Ingresos por venta de CER	US\$	0	-	3,003	3,003	3,003	3,003	3,003	3,003	3,003	2,403	2,403
Total de ingresos	US\$			25,149.94	24,968.25	25,128.40	25,107.07	25,073.86	25,201.82	25,220.04	24,471.57	24,680.72
Costo de ventas												
Peaje de interconexión	US\$			-1,229	-1,217	-1,228	-1,226	-1,224	-1,233	-1,234	-1,224	-1,238
Peajes secundarios	US\$			-226	-223	-225	-225	-225	-226	-226	-225	-227
Canon y contribuciones	US\$			-447	-444	-447	-447	-446	-448	-449	-446	-450
Costo de ventas	US\$			-1,902	-1,885	-1,900	-1,898	-1,895	-1,907	-1,909	-1,895	-1,915
Utilidad bruta	US\$			23,248	23,083	23,228	23,209	23,179	23,295	23,311	22,577	22,766
Margen bruto	%			92.44%	92.45%	92.44%	92.44%	92.44%	92.43%	92.43%	92.26%	92.24%
Costos de operación	US\$			-1,287	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229
Gastos de administración	US\$			-416	-555	-555	-555	-555	-555	-555	-555	-555
Gastos por depreciación	US\$			-18,900	-18,900	-18,900	-18,900	-18,900	-18,900	-18,900	-18,900	-18,900
Total costos operativos	US\$			-20,602	-20,683	-20,683	-20,683	-20,683	-20,683	-20,683	-20,683	-20,683
Utilidad operativa	US\$			2,645	2,400	2,545	2,526	2,496	2,512	2,1528	20,794	20,983
Margen operativo	%			10.52%	9.61%	10.13%	10.06%	9.95%	85.36%	85.36%	84.97%	85.02%
Utilidad antes de participaciones e impuestos	US\$			2,645	2,400	2,545	2,526	2,496	2,512	21,528	20,794	20,983
Utilidad antes de impuestos	US\$			2,513	2,280	2,418	2,400	2,371	20,436	20,452	19,754	19,934
Utilidad neta	US\$			1,720	1,560	1,654	1,642	1,622	13,983	13,993	13,516	13,639
Margen neto	%			7.40%	6.76%	7.12%	7.07%	7.00%	60.02%	60.03%	59.87%	59.91%



Cuadro 26. Continuación

Ganancias y pérdidas		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
		10	11	12	13	14	16	16	17	18	19	20
En miles de US\$												
Ingresos por ventas												
Ingreso por venta de energía spot	US\$	3,136	3,173	3,159	3,151	3,211	3,258	3,258	3,258	3,258	3,258	3,258
Ingresos por potencia	US\$	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352
Ingresos por ventas a clientes	US\$	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758
Ingresos por venta de CER	US\$	2,403	2,403	2,403	2,403	2,403	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802
Total de ingresos	US\$	24,648.91	24,685.35	24,671.45	24,663.66	24,723.76	24,169.63	24,169.63	24,169.63	24,169.63	24,169.63	24,169.63
Costo de ventas												
Peaje de interconexión	US\$	-1,236	-1,238	-1,237	-1,237	-1,241	-1,244	-1,244	-1,244	-1,244	-1,244	-1,244
Peajes secundarios	US\$	-227	-227	-227	-227	-228	-228	-228	-228	-228	-228	-228
Canon y contribuciones	US\$	-449	-450	-450	-449	-450	-451	-451	-451	-451	-451	-451
Costo de ventas	US\$	-1,912	-1,915	-1,914	-1,913	-1,919	-1,923	-1,923	-1,923	-1,923	-1,923	-1,923
Utilidad bruta	US\$	22,737	22,770	22,758	22,751	22,805	22,247	22,247	22,247	22,247	22,247	22,247
Margen bruto	%	92.24%	92.24%	92.24%	92.24%	92.24%	92.04%	92.04%	92.04%	92.04%	92.04%	92.04%
Costos de operación	US\$	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229
Gastos de administración	US\$	-555	-555	-555	-555	-555	-555	-555	-555	-555	-555	-555
Gastos por depreciación	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total costos operativos	US\$	-1,783	-1,783	-1,783	-1,783	-1,783	-1,783	-1,783	-1,783	-1,783	-1,783	-1,783
Utilidad operativa	US\$	20,954	20,987	20,975	20,968	21,022	20,463	20,463	20,463	20,463	20,463	20,463
Margen operativo	%	85.01%	85.02%	85.02%	85.01%	85.03%	84.67%	84.67%	84.67%	84.67%	84.67%	84.67%
Utilidad antes de participaciones e impuestos	US\$	20,954	20,987	20,975	20,968	20,022	20,463	20,463	20,463	20,463	20,463	20,463
Utilidad antes de impuestos	US\$	19,906	19,938	19,926	19,919	19,971	19,440	19,440	19,440	19,440	19,440	19,440
Utilidad neta	US\$	13,620	13,642	13,633	13,629	13,664	13,301	13,301	13,301	13,301	13,301	13,301
Margen neto	%	59.90%	59.91%	59.91%	59.91%	59.92%	59.79%	59.79%	59.79%	59.79%	59.79%	59.79%



Cuadro 26. Continuación

Ganancias y pérdidas		2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
En miles de US\$												
Ingreso por venta												
Ingreso por venta de energía spot	US\$	3,258	3,258	3,258	3,258	3,258	3,258	3,258	3,258	3,258	3,258	3,258
Ingresos por potencia	US\$	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352
Ingresos por ventas a clientes	US\$	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758	15,758
Ingresos por venta de CER	US\$	1,802	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de ingresos	US\$	24,169.63	22,367.55	22,367.55	22,367.55	22,367.55	22,367.55	22,367.55	22,367.55	22,367.55	22,367.55	22,367.55
Costo de Ventas												
Peaje de interconexión	US\$	-1,244	-1,244	-1,244	-1,244	-1,244	-1,244	-1,244	-1,244	-1,244	-1,244	-1,244
Peajes secundarios	US\$	-228	-228	-228	-228	-228	-228	-228	-228	-228	-228	-228
Canon y contribuciones	US\$	-451	-451	-451	-451	-451	-451	-451	-451	-451	-451	-451
Costo de ventas	US\$	-1,923	-1,923	-1,923	-1,923	-1,923	-1,923	-1,923	-1,923	-1,923	-1,923	-1,923
Utilidad bruta	US\$	22,247	20,444	20,444	20,444	20,444	20,444	20,444	20,444	20,444	20,444	20,444
Margen bruto	%	92.04%	91.40%	91.40%	91.40%	91.40%	91.40%	91.40%	91.40%	91.40%	91.40%	91.40%
Costos de operación	US\$	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229
Gastos de administración	US\$	-555	-543	-543	-543	-543	-543	-543	-543	-543	-543	-543
Gastos por depreciación	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total costos operativos	US\$	-1,783	-1,771	-1,771	-1,771	-1,771	-1,771	-1,771	-1,771	-1,771	-1,771	-1,771
Utilidad operativa	US\$	20,463	18,673	18,673	18,673	18,673	18,673	18,673	18,673	18,673	18,673	18,673
Margen operativo	%	84.67%	83.48%	83.48%	83.48%	83.48%	83.48%	83.48%	83.48%	83.48%	83.48%	83.48%
Utilidad antes de participaciones e impuestos	US\$	20,463	18,673	18,673	18,673	18,673	18,673	18,673	18,673	18,673	18,673	18,673
Utilidad antes de impuestos	US\$	19,440	17,740	17,740	17,740	17,740	17,740	17,740	17,740	17,740	17,740	17,740
Utilidad neta	US\$	13,301	12,138	12,138	12,138	12,138	12,138	12,138	12,138	12,138	12,138	12,138
Margen neto	%	59.79%	59.37%	59.37%	59.37%	59.37%	59.37%	59.37%	59.37%	59.37%	59.37%	59.37%



Cuadro 26. Continuación

Cálculo del ITF												
Impuesto (en miles de US\$)												
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Flujos totales	22,302	44,604	44,604	33,420	33,111	33,318	33,290	33,248	33,416	33,436	32,537	32,807
Total ITF	9	18	18	13	13	13	13	13	13	13	13	13
	0.04%											

Movimiento del IGV												
(en miles de US\$)												
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
IGV pagado por inversiones (crédito)	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9
A.- Ventas facturadas	-	-	-	25,149.94	24,968.25	25,128.40	25,107.07	25,073.86	25,201.82	25,220.04	24,471.57	24,680.72
B.- Retención por ventas	-	-	-	4,526.99	4,494.28	4,523.11	4,519.27	4,513.29	4,536.33	4,539.61	4,404.88	4,442.53
C.- Compras facturadas	-	-	-	-3,604.49	-3,668.04	-3,683.24	-3,681.21	-3,678.06	-3,690.20	-3,691.93	-3,677.91	-3,697.76
D.- Crédito por compras	-	-	-	-648.81	-660.25	-662.98	-662.62	-662.05	-664.24	-664.55	-662.02	-665.60
Retención - Crédito	-	-	-	3,878.18	3,834.04	3,860.13	3,856.65	3,851.24	3,872.09	3,875.06	3,742.86	3,776.93
E.- Crédito por inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Crédito del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pago del IGV	0.00	0.00	0.00	3,878.18	3,834.04	3,860.13	3,856.65	3,851.24	3,872.09	3,875.06	3,742.86	3,776.93



Cuadro 26. Continuación

Cálculo del ITF		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Impuesto (en miles de US\$)		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Flujos totales		32,766	32,813	32,795	32,785	32,863	32,214	32,214	32,214	32,214	32,214	32,214
Total ITF	0,04%	13	13	13	13	13						
Movimiento del IGV												
(en miles de US\$)		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
IGV pagado por inversiones (crédito)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A.- Ventas facturadas	100%	24,648.91	24,685.35	24,671.45	24,663.66	24,723.76	24,169.63	24,169.63	24,169.63	24,169.63	24,169.63	24,169.63
B.- Retención por ventas	18%	4,436.80	4,443.36	4,440.86	4,439.46	4,450.28	4,350.53	4,350.53	4,350.53	4,350.53	4,350.53	4,350.53
C.- Compras facturadas	100%	-3,694.74	-3,698.20	-3,696.88	-3,696.14	-3,701.84	-3,706.26	-3,706.26	-3,706.26	-3,706.26	-3,706.26	-3,706.26
D.- Crédito por compras	18%	-665.05	-665.68	-665.44	-665.30	-666.33	-667.13	-667.13	-667.13	-667.13	-667.13	-667.13
Retención - Crédito	(B + D)	3,771.75	3,777.69	3,775.42	3,774.15	3,783.94	3,683.41	3,683.41	3,683.41	3,683.41	3,683.41	3,683.41
E.- Crédito por inversiones		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Crédito del periodo		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pago de IGV		3,771.75	3,777.69	3,775.42	3,774.15	3,783.94	3,983.41	3,983.41	3,983.41	3,983.41	3,983.41	3,983.41



Cuadro 26. Continuación

Flujo de caja económico	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	Flujo de caja operativo (en miles de US\$)	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7
Total de ingresos	US\$	-	-	29,677	29,463	29,652	29,626	29,587	29,738	29,760	28,876
Total de egresos	US\$	-9	-18	-18	-9,071	-9,110	-9,098	-9,078	-15,769	-15,780	-15,374
Flujo de caja operativo (miles US\$)	-9	-18	-18	20,606	20,447	20,541	20,528	20,509	13,969	13,980	13,503
Flujo de inversiones	Mínimo	-18,144	-36,288	-36,288							
	Máximo	-24,570	-49,140	-49,140							
	Promedio	-18,900	-37,800	-37,800							
Inversiones	-18,900	-37,800	-37,800								
Aporte capital de trabajo			-284								
Flujo de inversiones (miles US\$)	-18,900	-37,800	-38,084	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo económico (miles US\$)	-18,909	-37,818	-38,102	20,606	20,447	20,541	20,528	20,509	13,969	13,980	13,503

Modelo de evaluación		Valor presente servicio deuda	
TIRE Perú	15.99%	Costo de la deuda	6.40%
Tasa de descuento (K_{00})	8.79%	VAN deuda	8,499.37
Valor actual neto (VAN)	63,923.35	Valor del proyecto VAN + VAN deuda	72,422.73



Cuadro 26. Continuación

Flujo de caja económico		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Flujo de caja operativo (en miles de US\$)		9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Total de ingresos	US\$	29,123	29,086	29,129	29,112	29,103	29,174	28,520	28,520	28,520	28,520	28,520
Total de egresos	US\$	-15,497	-15,479	-15,500	-15,492	-15,487	-15,523	-15,232	-15,232	-15,232	-15,232	-15,232
Flujo de caja operativo (miles US\$)		13,626	13,607	13,629	13,620	13,616	13,651	13,288	13,288	13,288	13,288	13,288

Mínimo
Máximo
Promedio

Flujo de inversiones												
Inversiones												
Aporte capital de trabajo												
Flujo de inversiones (miles US\$)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Flujo económico (miles US\$)		13,626	13,607	13,629	13,620	13,616	13,651	13,288	13,288	13,288	13,288	13,288
------------------------------	--	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Modelo de evaluación

TIRE Perú	15.99%		
Tasa de descuento (K_{0n})	8.79%	6.40%	
Valor actual neto (VAN)	63,923.35	8,499.37	
		Valor del proyecto VAN + VAN deuda	72,422.73

Valor presente servicio deuda

Costo de la deuda	6.40%
VAN deuda	8,499.37
Valor del proyecto VAN + VAN deuda	72,422.73



Cuadro 26. Continuación

Flujo de caja económico		2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Flujo de caja operativo (en miles de US\$)													
Total de ingresos		US\$ 28,520	28,520	26,394	26,394	26,394	26,394	26,394	26,394	26,394	26,394	26,394	26,394
Total de egresos		US\$ -15,232	-15,232	-14,268	-14,268	-14,268	-14,268	-14,268	-14,268	-14,268	-14,268	-14,268	-14,268
Flujo de caja operativo (miles US\$)		13,288	13,288	12,126	12,126	12,126	12,126	12,126	12,126	12,126	12,126	12,126	12,126

	Minimo	Máximo	Promedio
	Flujo de inversiones		
Inversiones			
Aporte capital de trabajo			
Flujo de inversiones (miles US\$)	0.00	0.00	0.00

Flujo económico (miles US\$)	13,626	13,607	12,126	12,126	12,126	12,126	12,126	12,126	12,126	12,126	12,126	12,126
------------------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Modelo de evaluación		Valor presente servicio deuda	
TIRE Perú	15.99%	Costo de la deuda	6.40%
Tasa de descuento (k_0)	8.79%	VAN deuda	8,499.37
Valor actual neto (VAN)	63,923.35	Valor del proyecto VAN + VAN deuda	72,422.73



Cuadro 26. Continuación

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Flujo de deuda													
	Préstamos LP en miles de US\$	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Saldo de préstamo	13,230.0	14,076.7	43,131.1	70,959.4	67,676.4	64,183.4	60,466.7	56,512.2	52,304.6	47,827.8	43,064.4	37,996.1
	Desembolso préstamo												
	Pago deuda				-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4
	Amortización préstamo				-3,085.5	-3,283.0	-3,493.1	-3,716.6	-3,954.5	-4,207.6	-4,476.9	-4,763.4	-5,068.2
	Pago de intereses	846.7	2,594.4	4,453.8	-4,738.9	-4,541.4	-4,331.1	-4,107.7	-3,869.9	-3,616.8	-3,347.5	-3,061.1	-2,756.1
	Intereses capitalizados	846.7	2,594.4	4,453.8									
	Saldo final préstamo	14,076.7	43,131.1	74,044.9									
	Total interés préstamo	-846.7	-2,594.4	-4,453.8	-4,738.9	-4,541.4	-4,331.3	-4,107.7	-3,869.9	-3,616.8	-3,347.5	-3,061.0	-2,756.1
	Flujo de la deuda	13,230.0	26,460.0	26,460.0	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4
	Escudo tributario	0.00	0.00	0.00	1,492.75	1,430.54	1,364.36	1,293.94	1,219.01	1,139.29	1,054.46	964.21	868.18
	EBITDA				21,545.5	21,300.2	21,445.2	21,425.9	21,395.8	21,511.6	21,528.1	20,793.7	20,983.0
	EBIT				2,645.5	2,400.2	2,545.2	2,525.9	2,495.8	2,151.6	2,1528.1	20,793.7	20,983.0
	Indicadores de servicios de la deuda				3.3	3.2	3.0	2.8	2.6	2.4	2.2	2.1	1.8



Cuadro 26. Continuación

Flujo de deuda		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Préstamos LP en miles de US\$	US\$	32,603.5	26,865.8	20,760.8	14,265.1	7,353.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Saldo de préstamo	US\$											
Desembolso préstamo	US\$											
Pago deuda	US\$	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Amortización préstamo	US\$	-5,392.6	-5,737.7	-6,105.0	-6,495.7	-6,911.4	-7,353.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pago de intereses	US\$	-2,431.8	-2,086.6	-1,719.4	-1,328.7	-913.0	-470.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Intereses capitalizados	US\$											
Saldo final préstamo	US\$											
Total interés préstamo		-2,431.8	-2,086.6	-1,719.4	-1,328.7	-913.0	-470.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo de la deuda		-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	-7,824.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Escudo tributario	31.50%	766.00	657.29	541.61	418.54	287.59	148.25	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBITDA		20,954.2	20,987.2	20,974.6	20,967.5	21,021.9	20,463.4	20,463.4	20,463.4	20,463.4	20,463.4	20,463.4
EBIT		20,954.2	20,987.2	20,974.6	20,967.5	21,021.9	20,463.4	20,463.4	20,463.4	20,463.4	20,463.4	20,463.4
Indicadores de servicios de la deuda		1.6	1.3	1.0	0.7	0.3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



Cuadro 26. Continuación

Flujo de deuda		2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Préstamos LP en miles de US\$												
Saldo de préstamo	US\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Desembolso préstamo	US\$											
Pago deuda	US\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Amortización préstamo	US\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pago de intereses	US\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Intereses capitalizados	US\$											
Saldo final préstamo	US\$											
Total interés préstamo		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo de la deuda		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Escudo tributario	31.50%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBITDA		20,463.4	18,673.3	18,673.3	18,673.3	18,673.3	18,673.3	18,673.3	18,673.3	18,673.3	18,673.3	18,673.3
EBIT		20,463.4	18,673.3	18,673.3	18,673.3	18,673.3	18,673.3	18,673.3	18,673.3	18,673.3	18,673.3	18,673.3
Indicadores de servicios de la deuda		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



Cuadro 26. Continuación

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Depreciación													
Depreciación (en miles de US\$)		-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Activos con depreciación 5 años													
Valor de los activos		475	951	951									
Depreciación anual					475	475	475	475	475	0	0	0	0
Activos con depreciación 10 años													
Valor de los activos		7,864	15,729	15,729									
Depreciación anual					7,864	7,864	7,864	7,864	7,864	0	0	0	0
Activos con depreciación 30 años													
Valor de los activos		10,560	21,121	21,121									
Depreciación anual					10,560	10,560	10,560	10,560	10,560	0	0	0	0
Total depreciación anual		0	0	0	18,900	18,900	18,900	18,900	18,900	0	0	0	0
Ingresos por ventas					22,146	21,965	22,125	22,104	22,070	22,198	22,217	22,069	22,278
Ingresos por bonos de carbono					3,003	3,003	3,003	3,003	3,003	3,003	3,003	2,403	2,403
Participación ventas %					88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	90%	90%
Participación por bonos de carbono %					12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	10%	10%



Cuadro 26. Continuación

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Depreciación												
Depreciación (en miles de US\$)												
Activos con depreciación 5 años	5											
Valor de los activos												
Depreciación anual		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos con depreciación 10 años	5											
Valor de los activos												
Depreciación anual		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos con depreciación 30 años	5											
Valor de los activos												
Depreciación anual		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total depreciación anual		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingresos por ventas		22,246	22,283	22,269	22,261	22,321	22,368	22,368	22,368	22,368	22,368	22,368
Ingresos por bonos de carbono		2,403	2,403	2,403	2,403	2,403	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802
Participación ventas %		90%	90%	90%	90%	90%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
Participación por bonos de carbono %		10%	10%	10%	10%	10%	7%	7%	7%	7%	7%	7%



Cuadro 27. Perú: análisis de los escenarios calculados

Descripción	TIR económica	VANE / K _{OA}	VAN deuda	Valor de la empresa (APV)
Flujos de caja esperados	17.08%	90,318.97	0.00	90,318.97
Con bonos de carbono	19.27%	111,174.23	0.00	111,174.23
Total operativo	19.27%	111,174.23	0.00	111,174.23

Impuesto a la renta	15.21%	63,594.69	8,094.64	71,689.33
Impuesto general a las ventas	14.31%	59,676.43	8,094.64	67,771.08
Impuesto a las transacciones financieras	14.29%	59,512.55	8,094.64	67,607.19
Participación de trabajadores	13.63%	51,582.63	8,499.37	60,082.00
Total normal	13.63%	51,582.63	8,499.37	60,082.00

Depreciación acelerada	14.94%	60,005.09	8,499.37	68,504.47
Recuperación anticipada del IGV	15.99%	63,923.35	8,499.37	72,422.73
Total con incentivos	15.99%	63,923.35	8,499.37	72,422.73

Elaboración propia.

En el escenario operativo con venta de bonos de carbono, la rentabilidad económica es de 19.27%, con un valor del proyecto de 111'174,000 dólares. A partir de este escenario se incorpora el efecto de las variables tributarias: impuesto a la renta, IGV, impuesto a las transacciones financieras (ITF) y participación de los trabajadores, para calcular el valor final en un escenario normal. En este caso, la rentabilidad económica se establece en 13.63%, con un valor del proyecto de 60'028,000 dólares. Al incorporar los incentivos a la inversión en generación hidroeléctrica, el valor del proyecto se incrementa a 72'423,000 dólares, con una rentabilidad económica de 15.99%. La figura 14 muestra el impacto en el valor del proyecto al incorporar, de manera progresiva, cada variable.

Sobre la base del escenario presentado con flujos de caja esperados, que solo considera las variables relacionadas con la operación de la central, se incorpora el efecto de la venta de bonos de carbono. El resultado es un incremento del 23.09% en el valor del proyecto. Asimismo, si se incluye el marco legal aplicable al sector, se reduce de manera progresiva el valor del proyecto hasta 60'082,000 dólares.

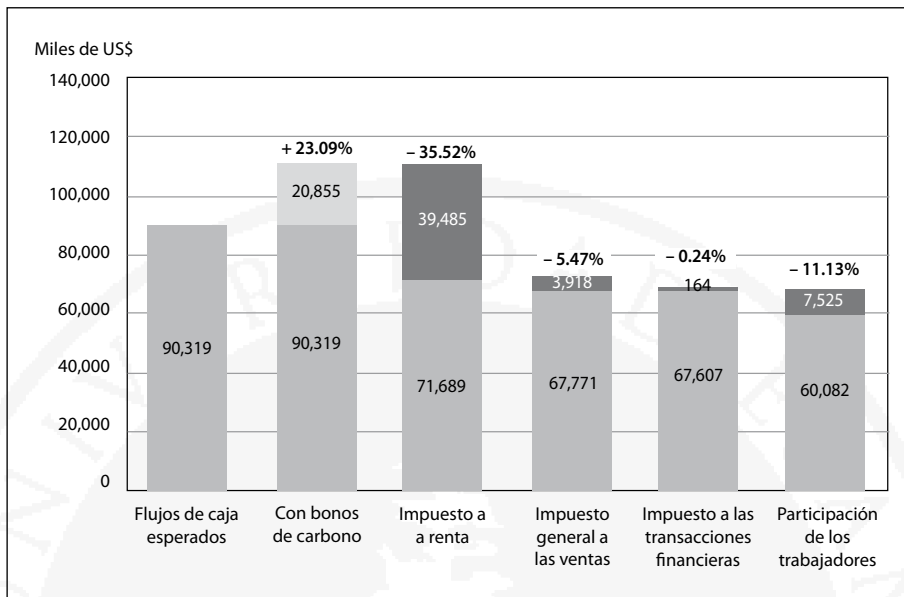


Figura 14. Perú: valor del proyecto en escenario normal

Elaboración propia.

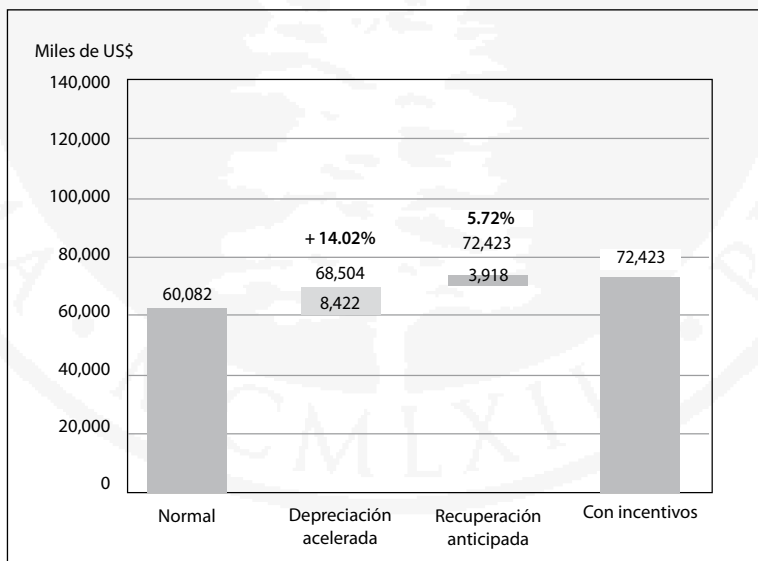


Figura 15. Perú: valor del proyecto con incentivos

Elaboración propia.

Finalmente, para determinar la rentabilidad económica del proyecto es necesario incorporar progresivamente el efecto generado por los incentivos aplicables al sector de generación hidroeléctrica. En este caso, el efecto generado por el incentivo de depreciación acelerada es el incremento del valor del proyecto en 14.02%; y el de la recuperación anticipada del IGV, en 5.72%, con lo que se obtiene como resultado un valor final del proyecto de 72'423,000 dólares (véase la figura 15).

3.3. Evaluación del proyecto de generación hidroeléctrica en Colombia

La evaluación de un proyecto de generación hidroeléctrica ubicado en Colombia se realiza a partir de las variables operativas del negocio; es decir, ingresos por venta de contratos, ingresos por venta de energía al sistema, cargo por confiabilidad y costos operativos. El método consiste en incorporar, de manera progresiva, las diferentes variables que afectan al sector. En los cuadros 28 y 29 se presentan las proyecciones realizadas y los principales escenarios calculados, respectivamente.

En el escenario operativo con venta de bonos de carbono, la rentabilidad económica es de 20.39%, con un valor del proyecto de 126'152,000 dólares. A partir de este escenario se incorporan los efectos de las variables tributarias: IVA, gravamen a los movimientos financieros (GMV) e impuesto a la renta, para calcular el valor final en un escenario normal. En este caso, la rentabilidad económica se establece en 14.81%, con un valor de la empresa de 74'590,000 dólares. Finalmente, al incorporar los incentivos a la inversión en generación hidroeléctrica, el valor del proyecto se incrementa a 100'752,000 dólares, con una rentabilidad económica de 17.26%. La figura 16 muestra el impacto en el valor del proyecto de incorporar progresivamente cada variable.

Para el caso colombiano, el efecto por el incentivo de zona franca uniempresarial consiste en incrementar el valor del proyecto en 35.07%; es decir, el valor final del proyecto es de 100'752,000 dólares (figura 17).

Cuadro 28. Colombia: evaluación de central hidroeléctrica

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Ganancias y pérdidas													
En miles de US\$													
Ingreso por venta													
Ingreso por venta de energía spot	US\$			2,775	2,768	3,210	3,555	4,285	4,285	4,285	4,285	4,285	4,285
Ingresos por ventas a clientes	US\$			21,599	21,599	21,599	21,599	21,599	21,599	21,599	21,599	21,599	21,599
Ingresos por venta de CER	US\$	-	-	3,003	3,003	3,003	3,003	3,003	3,003	3,003	3,003	3,003	2,403
Total de ingresos	US\$	-	-	27,378	27,371	27,813	28,158	28,887	28,887	28,887	28,887	28,287	28,287
Costo de Ventas													
Peaje de interconexión	US\$			-1,594	-1,594	-1,623	-1,645	-1,693	-1,693	-1,693	-1,693	-1,693	-1,693
Peajes secundarios	US\$			-292	-292	-298	-302	-311	-311	-311	-311	-311	-311
Canon y contribuciones	US\$			-1,589	-1,592	-1,618	-1,639	-1,683	-1,683	-1,683	-1,683	-1,683	-1,683
Costo de ventas	US\$			-3,476	-3,478	-3,539	-3,586	-3,686	-3,686	-3,686	-3,686	-3,686	-3,686
Utilidad bruta	US\$			23,902	23,893	24,275	24,572	25,201	25,201	25,201	24,601	24,601	24,601
Margen bruto	%			87.30%	87.29%	87.28%	87.27%	87.24%	87.24%	87.24%	86.97%	86.97%	86.97%
Costos de operación	US\$			-1,287	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229
Gastos de administración	US\$			-416	-555	-555	-555	-555	-555	-555	-555	-555	-555
Gastos por depreciación	US\$			-5,930	-5,930	-5,930	-5,930	-5,930	-5,930	-5,930	-5,930	-5,930	-5,930
Total costos operativos	US\$			-7,632	-7,713	-7,713	-7,713	-7,713	-7,713	-7,713	-7,713	-7,713	-7,713
Utilidad operativa	US\$			16,270	16,180	16,561	16,859	17,488	17,488	17,488	17,488	16,888	16,888
Margen operativo	%			59.43%	59.11%	59.55%	59.87%	60.54%	60.54%	60.54%	59.70%	59.70%	59.70%
Utilidad antes de participaciones e impuestos	US\$			16,270	16,180	16,561	16,859	17,488	17,488	17,488	17,488	16,888	16,888
Utilidad antes de impuestos	US\$			16,270	16,180	16,561	16,859	17,488	17,488	17,488	17,488	16,888	16,888
Utilidad neta	US\$			13,829	13,753	14,077	14,330	14,865	14,865	14,865	14,865	14,354	14,354
Margen neto	%			57.86%	57.56%	57.99%	58.32%	58.99%	58.99%	58.99%	58.35%	58.35%	58.35%



Cuadro 28. Continuación

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ganancias y pérdidas												
En miles de US\$												
Ingreso por venta												
Ingreso por venta de energía spot	US\$	4,285	4,285	4,285	4,285	4,285	4,285	4,285	4,285	4,285	4,285	4,285
Ingresos por ventas a clientes	US\$	21,599	21,599	21,599	21,599	21,599	21,599	21,599	21,599	21,599	21,599	21,599
Ingresos por venta de CER	US\$	2,403	2,403	2,403	2,403	2,403	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802
Total de ingresos	US\$	28,287	28,287	28,287	28,287	28,287	27,686	27,686	27,686	27,686	27,686	27,686
Costo de Ventas												
Peaje de interconexión	US\$	-1,693	-1,693	-1,693	-1,693	-1,693	-1,693	-1,693	-1,693	-1,693	-1,693	-1,693
Peajes secundarios	US\$	-311	-311	-311	-311	-311	-311	-311	-311	-311	-311	-311
Canon y contribuciones	US\$	-1,683	-1,599	-1,599	-1,599	-1,599	-1,599	-1,599	-1,599	-1,599	-1,599	-1,599
Costo de ventas	US\$	-3,686	-3,603	-3,603	-3,603	-3,603	-3,603	-3,603	-3,603	-3,603	-3,603	-3,603
Utilidad bruta	US\$	24,601	24,684	24,684	24,684	24,684	24,083	24,083	24,083	24,083	24,083	24,083
Margen bruto	%	86.97%	87.26%	87.26%	87.26%	87.26%	86.99%	86.99%	86.99%	86.99%	86.99%	86.99%
Costos de operación	US\$	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229	-1,229
Gastos de administración	US\$	-555	-555	-555	-555	-555	-555	-555	-555	-555	-555	-555
Gastos por depreciación	US\$	-5,930	-1,760	-1,760	-1,760	-1,760	-1,760	-1,760	-1,760	-1,760	-1,760	-1,760
Total costos operativos	US\$	-7,713	-3,543	-3,543	-3,543	-3,543	-3,543	-3,543	-3,543	-3,543	-3,543	-3,543
Utilidad operativa	US\$	16,888	21,141	21,141	21,141	21,141	20,540	20,540	20,540	20,540	20,540	20,540
Margen operativo	%	59.70%	74.74%	74.74%	74.74%	74.74%	74.19%	74.19%	74.19%	74.19%	74.19%	74.19%
Utilidad antes de participaciones e impuestos	US\$	16,888	21,141	21,141	21,141	21,141	20,540	20,540	20,540	20,540	20,540	20,540
Utilidad antes de impuestos	US\$	16,888	21,141	21,141	21,141	21,141	20,540	20,540	20,540	20,540	20,540	20,540
Utilidad neta	US\$	14,354	17,970	17,970	17,970	17,970	17,459	17,459	17,459	17,459	17,459	17,459
Margen neto	%	58.35%	72.80%	72.80%	72.80%	72.80%	72.49%	72.49%	72.49%	72.49%	72.49%	72.49%



Cuadro 28. Continuación

Cálculo del ITF		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Impuesto (en miles de US\$)		-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Flujos totales		21,924	43,848	43,848	37,265	37,184	37,768	38,223	39,186	39,186	39,186	38,489	38,489
Total ITF	0.04%	9	18	18	15	15	15	15	16	16	16	15	15
Movimiento del IGV													
(en miles de US\$)		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
IGV pagado por inversiones (crédito)		-3,024	-6,048	-6,048	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A.- Ventas facturadas	100%	-	-	-	27,378	27,371	27,813	28,158	28,887	28,887	28,887	28,287	28,287
B.- Retención por ventas	18%	-	-	-	4,381	4,379	4,450	4,505	4,622	4,622	4,622	4,526	4,526
C.- Compras facturadas	100%	-	-	-	-5,178	-5,261	-5,322	-5,369	-5,469	-5,469	-5,469	-5,469	-5,469
D.- Crédito por compras	18%	-	-	-	-829	-842	-851	-859	-875	-875	-875	-875	-875
Retención - Crédito (B + D)		-	-	-	3,552	3,538	3,599	3,646	3,747	3,747	3,747	3,651	3,651
E.- Crédito por inversiones		-3,024	-6,048	-6,048	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Crédito del periodo		-3,024	-9,072	-15,120	-11,568	-8,030	-4,432	-786	-	-	-	-	-
Pago del IGV		-3,024.00	-6,048.00	-6,048.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2,961.25	3,746.91	3,746.91	3,650.80	3,650.80

Cuadro 28. Continuación

Cálculo del ITF		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Impuesto (en miles de US\$)		38,489	38,392	38,392	38,392	38,392	37,695	37,695	37,695	37,695	37,695	37,695
Flujos totales		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Total ITF												
0.04%												
Movimiento del IG		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
(en miles de US\$)		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
IGV pagado por inversiones (crédito)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A.- Ventas facturadas		28,287	28,287	28,287	28,287	28,287	27,686	27,686	27,686	27,686	27,686	27,686
B.- Retención por ventas		4,526	4,526	4,526	4,526	4,526	4,430	4,430	4,430	4,430	4,430	4,430
C.- Compras facturadas		-5,469	-5,386	-5,386	-5,386	-5,386	-5,386	-5,386	-5,386	-5,386	-5,386	-5,386
D.- Crédito por compras		-875	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862
Retención - Crédito (B + D)		3,651	3,664	3,664	3,664	3,664	3,568	3,568	3,568	3,568	3,568	3,568
E.- Crédito por inversiones		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Crédito del periodo		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pago del IG		3,650.80	3,664.14	3,664.14	3,664.14	3,664.14	3,568.03	3,568.03	3,568.03	3,568.03	3,568.03	3,568.03



Cuadro 28. Continuación

Cálculo del ITF		2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Impuesto (en miles de US\$)		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Flujos totales		37,695	35,591	35,591	35,591	35,591	35,591	35,591	35,591	35,591	35,591	35,550
Total ITF		15	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
		0.04%										
Movimiento del IGV		2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
(en miles de US\$)		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
IGV pagado por inversiones (crédito)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A.- Ventas facturadas		27,686	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884
B.- Retención por ventas		4,430	4,141	4,141	4,141	4,141	4,141	4,141	4,141	4,141	4,141	4,141
C.- Compras facturadas		-5,386	-5,374	-5,374	-5,374	-5,374	-5,374	-5,374	-5,374	-5,374	-5,374	-5,338
D.- Crédito por compras		-862	-860	-860	-860	-860	-860	-860	-860	-860	-860	-854
Retención - Crédito (B + D)		3,568	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,287
E.- Crédito por inversiones		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Crédito del periodo		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pago del IGV		3,650.80	3,664.14	3,664.14	3,664.14	3,664.14	3,860.13	3,856.65	3,851.24	3,872.09	3,875.06	3,742.86



Cuadro 28. Continuación

Flujo de caja económico		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Flujo de caja operativo (en miles de US\$)		-3	-2	-1								
Total de ingresos	US\$	-	-	-	31,759	31,750	32,263	32,663	33,509	33,509	33,509	32,813
Total de egresos	US\$	-3,033	-6,066	-6,066	-8,462	-8,545	-8,673	-8,772	-11,945	-12,730	-12,730	-12,544
Flujo de caja operativo (miles US\$)		-3,033	-6,066	-6,066	23,296	23,205	23,591	23,891	21,565	20,779	20,779	20,269
	Mínimo	-18,144	-36,288	-36,288								
	Máximo	-24,570	-49,140	-49,140								
	Promedio	-18,900	-37,800	-37,800								
Flujo de inversiones		-18,900	-37,800	-37,800								
Inversiones		-18,900	-37,800	-37,800								
Aporte capital de trabajo				-284								
Flujo de inversiones (miles US\$)		-18,900.00	-37,800.00	-38,083.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo económico (miles US\$)		-21,933	-43,866	-44,149	23,296	23,205	23,591	23,891	21,565	20,779	20,779	20,269
Modelo de evaluación		Valor presente servicio deuda										
TIRE Colombia	17.26%	Costo de la deuda										
Tasa de descuento (k_D)	8.80%	VAN deuda										
Valor actual neto (VAN)	96,512.44	Valor del proyecto VAN + VAN deuda										
		100,752.20										



Cuadro 28. Continuación

Flujo de caja económico		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Flujo de caja operativo (en miles de US\$)		9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Total de ingresos	US\$	32,813	32,813	32,813	32,813	32,813	32,813	32,116	32,116	32,116	32,116	32,116
Total de egresos	US\$	-12,544	-12,544	-13,098	-13,098	-13,098	-13,098	-12,912	-12,912	-12,912	-12,912	-12,912
Flujo de caja operativo (miles US\$)		20,269	20,269	19,714	19,714	19,714	19,714	19,204	19,204	19,204	19,204	19,204

	Mínimo	Máximo	Promedio
Flujo de inversiones			
Inversiones			
Aporte capital de trabajo			
Flujo de inversiones (miles US\$)	0.00	0.00	0.00

Flujo económico (miles US\$)	20,269	19,714	19,714	19,714	19,714	19,204	19,204	19,204	19,204	19,204	19,204
------------------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Modelo de evaluación

TIRE Colombia	17.26%
Tasa de descuento (K_D)	8.80%
Valor actual neto (VAN)	96,512.44

Valor presente servicio deuda	
Costo de la deuda	6.80%
VAN deuda	4,239.76

Valor del proyecto VAN + VAN deuda	100,752.20
------------------------------------	------------



Cuadro 28. Continuación

Flujo de caja económico		2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Flujo de caja operativo (en miles de US\$)		20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Total de ingresos	US\$	32,116	32,116	32,116	30,025	30,025	30,025	30,025	30,025	30,025	30,025	30,025	30,025
Total de egresos	US\$	-12,912	-12,912	-12,342	-12,342	-12,342	-12,342	-12,342	-12,342	-12,342	-12,342	-12,342	-12,576
Flujo de caja operativo (miles US\$)		19,204	19,204	17,684	17,684	17,684	17,684	17,684	17,684	17,684	17,684	17,684	17,449

Mínimo	
Máximo	
Promedio	

	Mínimo	Máximo	Promedio
Flujo de inversiones			
Inversiones			
Aporte capital de trabajo			
Flujo de inversiones (miles US\$)	0.00	0.00	0.00

Flujo económico (miles US\$)	19,204	19,204	17,684	17,684	17,684	17,684	17,684	17,684	17,684	17,684	17,684	17,684	17,449
------------------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Modelo de evaluación

TIRE Colombia	17.26%
Tasa de descuento (K _e)	8.80%
Valor actual neto (VAN)	96,512.44

Valor presente servicio deuda

Costo de la deuda	6.80%
VAN deuda	4,239.76
Valor del proyecto VAN + VAN deuda	100,752.20



Cuadro 28. Continuación

Flujo de deuda		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Préstamos LP en miles de US\$		-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8
Saldo de préstamo	US\$		14,130	43,350	71,544	68,326	64,889	61,219	57,299	53,113	48,641	43,866
Desembolso préstamo	US\$	13,230	26,460	26,460								
Pago de deuda	US\$				-8,083	-8,083	-8,083	-8,083	-8,083	-8,083	-8,083	-8,083
Amortización préstamo	US\$				-3,013	-3,218	-3,437	-3,670	-3,920	-4,186	-4,471	-4,775
Pago de intereses	US\$	900	2,760	4,747	-5,070	-4,865	-4,646	-4,412	-4,163	-3,896	-3,612	-3,308
Intereses capitalizados	US\$	900	2,760	4,747								
Saldo final préstamo	US\$	14,130	43,350	74,557								
Total interés préstamo		-900	-2,760	-4,747	-5,070	-4,865	-4,646	-4,412	-4,163	-3,896	-3,612	-3,308
Flujo de la deuda		13,230	26,460	26,460	-8,083	-8,083	-8,083	-8,083	-8,083	-8,083	-8,083	-8,083
Escudo tributario	15%	0	0	0	760	730	697	662	624	584	542	496



Cuadro 28. Continuación

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Flujo de deuda											
Préstamos LP en miles de US\$	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Saldo de préstamo	US\$ 38,766	33,319	27,502	21,290	14,655	7,568	0	0	0	0	0
Desembolso préstamo	US\$										
Pago deuda	US\$ -8,083	-8,083	-8,083	-8,083	-8,083	-8,083	-8,083	0	0	0	0
Amortización préstamo	US\$ -5,100	-5,447	-5,817	-6,213	-6,635	-7,086	-7,568	0	0	0	0
Pago de intereses	US\$ -2,983	-2,636	-2,266	-1,870	-1,448	-997	-515	0	0	0	0
Intereses capitalizados	US\$										
Saldo final préstamo	US\$										
Total interés préstamo	-2,983	-2,636	-2,266	-1,870	-1,448	-997	-515	0	0	0	0
Flujo de la deuda	-8,083	-8,083	-8,083	-8,083	-8,083	-8,083					
Escudo tributario	15%	447	340	281	217	149					



Cuadro 28. Continuación

Flujo de deuda	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	
Préstamos LP en miles de US\$												
Saldo de préstamo	US\$ 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Desembolso préstamo	US\$											
Pago deuda	US\$ 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortización préstamo	US\$ 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pago de intereses	US\$ 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intereses capitalizados	US\$											
Saldo final préstamo	US\$											
Total interés préstamo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de la deuda	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Escudo tributario	15%											



Cuadro 28. Continuación

Depreciación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Depreciación (en miles de US\$)	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Activos con depreciación 5 años	10											
Valor de los activos	475	951	951									
Depreciación anual				238	238	238	238	238	238	238	238	238
Activos con depreciación 10 años	10											
Valor de los activos	7,864	15,729	15,729									
Depreciación anual				3,932	3,932	3,932	3,932	3,932	3,932	3,932	3,932	3,932
Activos con depreciación 30 años	30											
Valor de los activos	10,560	21,121	21,121									
Depreciación anual				1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760
Total depreciación anual	0	0	0	5,930	5,930	5,930	5,930	5,930	5,930	5,930	5,930	5,930
Ingresos por ventas				24,375	24,367	24,810	25,154	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884
Ingresos por bonos de carbono				3,003	3,003	3,003	3,003	3,003	3,003	3,003	2,403	2,403
Participación ventas %				89%	89%	89%	89%	90%	90%	90%	92%	92%
Participación por bonos de carbono %				11%	11%	11%	11%	10%	10%	10%	8%	8%



Cuadro 28. Continuación

Depreciación	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Depreciación (en miles de US\$)	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Activos con depreciación 5 años	10										
Valor de los activos											
Depreciación anual	238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos con depreciación 10 años	10										
Valor de los activos											
Depreciación anual	3,932	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos con depreciación 30 años	30										
Valor de los activos											
Depreciación anual	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760
Total depreciación anual	5,930	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760
Ingresos por ventas	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884
Ingresos por bonos de carbono	2,403	2,403	2,403	2,403	2,403	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802	1,802
Participación ventas %	92%	92%	92%	92%	92%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
Participación por bonos de carbono %	8%	8%	8%	8%	8%	7%	7%	7%	7%	7%	7%



Cuadro 28. Continuación

Depreciación	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Depreciación (en miles de US\$)											
Activos con depreciación 5 años	10										
Valor de los activos											
Depreciación anual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos con depreciación 10 años	10										
Valor de los activos											
Depreciación anual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos con depreciación 30 años	30										
Valor de los activos											
Depreciación anual	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	0
Total depreciación anual	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	1,760	0
Ingresos por ventas	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884	25,884
Ingresos por bonos de carbono	1,802	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participación ventas %	93%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Participación por bonos de carbono %	7%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%



Cuadro 29. Colombia: evaluación de central hidroeléctrica

Operativo	TIR económica	VANE / K _{OA}	VAN deuda	Valor de la empresa (APV)
Flujos de caja esperados	18.24%	105,325.20	0.00	105,325.20
Con bonos de carbono	20.39%	126,152.30	0.00	126,152.30
Total operativo	20.39%	126,152.30	0.00	126,152.30
Impuesto a la renta	15.65%	68,861.14	9,327.47	78,188.61
Impuesto al valor agregado	14.83%	65,445.57	9,327.47	74,773.04
Impuesto a las transacciones financieras	14.81%	65,262.72	9,327.47	74,590.19
Total normal	14.81%	65,262.72	9,327.47	74,590.19
Ley de zonas francas	17,26%	96,512.44	4,239.76	100,752.20
Total con Incentivos	17,26%	92,512.44	4,239.76	100,752.20

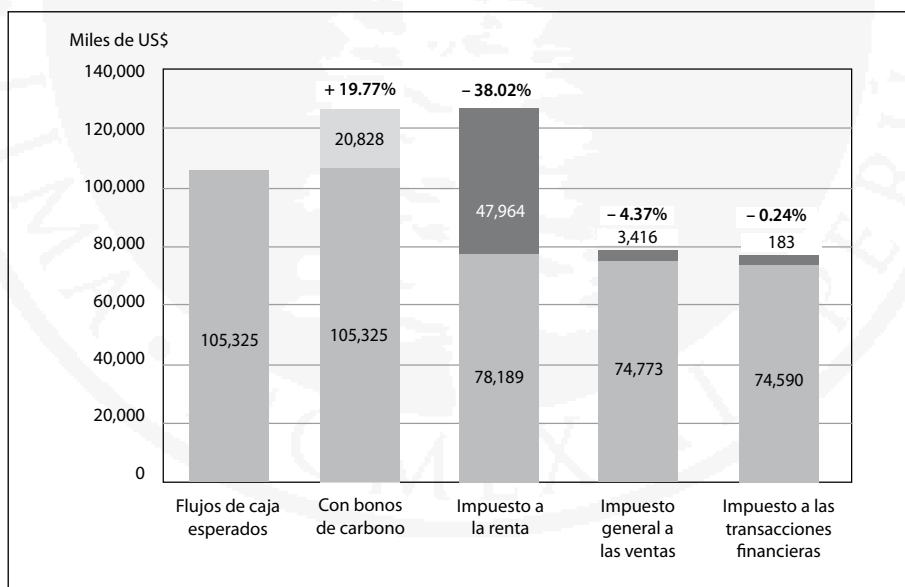


Figura 16. Colombia: valor del proyecto en escenario normal

Elaboración propia

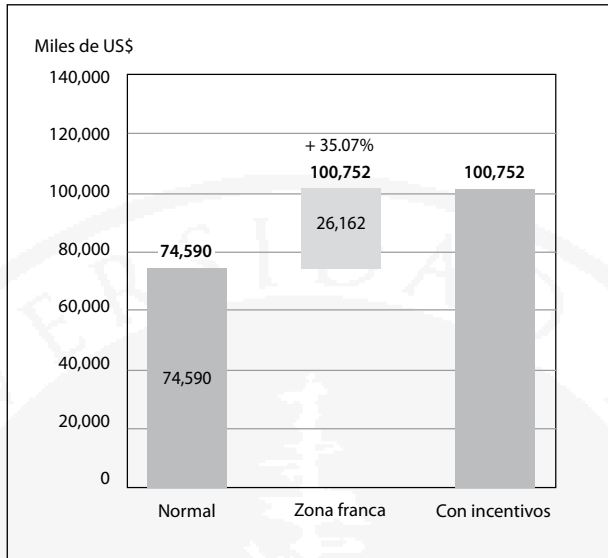


Figura 17. Colombia: valor del proyecto con incentivos

Elaboración propia.

4. Análisis comparativo de un proyecto de generación hidroeléctrica en el Perú y Colombia

En este acápite se realiza un análisis comparativo del impacto en el valor del proyecto de las variables seleccionadas en cada país. A partir del escenario base, que involucra solo aspectos operativos y bonos de carbono, se incorporan progresivamente las variables tributarias de cada país para determinar el valor del proyecto y los indicadores de rentabilidad en un escenario normal. Por último, se evalúa el impacto de los incentivos que ofrece cada país y se establece el valor final del proyecto.

La figura 18 representa un análisis comparativo de los flujos de caja proyectados para los dos países. En la figura se puede apreciar un mayor nivel de inversión para el caso colombiano, principalmente por el financiamiento del IVA, el cual se recupera mediante lo recaudado en la operación de la central. Para el caso peruano, el beneficio otorgado por la recuperación anticipada del IGV disminuye el nivel de inversión.

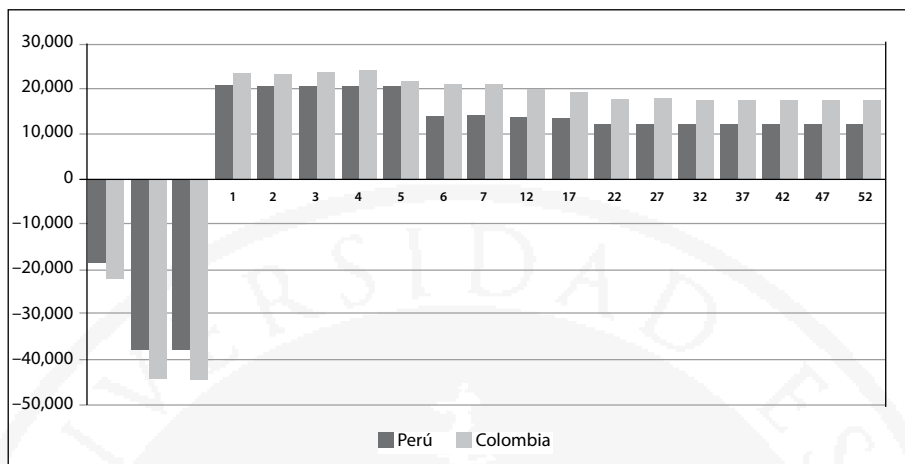


Figura 18. Perú y Colombia: flujos de caja económicos proyectados

Elaboración propia.

El cuadro 30 compara el valor del proyecto para cada escenario. En el escenario operativo, el valor calculado para Colombia es 13.47% mayor al calculado para el Perú. Este resultado se explica principalmente por la diferencia en el precio pactado en los contratos y el precio proyectado para el mercado *spot*. Al incorporar el marco tributario, el valor del proyecto para Colombia disminuye a 74'590,000 dólares, mientras que para el Perú disminuye a 60'082,000 dólares. Por último, los incentivos vigentes en cada país se ven reflejados en un mayor valor para el proyecto. Así, el valor final del proyecto en el caso de Colombia se incrementa hasta 100'752.000 dólares, mientras que en el Perú llega a 72'423.000 dólares.

La figura 19 presenta un resumen del valor del proyecto para cada escenario estimado en los dos países.

El figura 20 resume el impacto de cada variable en los diferentes escenarios. En el escenario base, Colombia obtiene una rentabilidad económica de 20.39%, mayor a la calculada para el Perú, de 19.27%. Al incorporar el marco tributario en los dos países y medir su impacto en la rentabilidad, Colombia se mantiene delante del Perú, a pesar de que su marco tributario tiene un mayor impacto sobre los flujos de caja proyectados. Por último, los incentivos otorgados a la inversión en el sector hacen que la rentabilidad final para el proyecto se incremente a 17.26% en Colombia y a 15.99% en el Perú.

Cuadro 30. Perú y Colombia: análisis comparativo del valor del proyecto

Operativo	PERÚ				COLOMBIA			
	TIR financiera	VANE / K_{OA}	Valor de la empresa (APV)	Operativo	TIR financiera	VANE / K_{OA}	Valor de la empresa (APV)	
Flujos de caja esperados	30%	90,319	90,319	Flujos de caja esperados	32%	105,325	105,325	
Con bonos de carbono	36%	111,174	111,174	Con bonos de carbono	38%	126,152	126,152	
Total operativo	36.24%	111,174	111,174	Total operativo	38.14%	126,152	126,152	
Impuesto a la renta	29%	63,595	71,689	Impuesto a la renta	29%	68,861	78,189	
Impuesto general a las ventas	23%	59,676	67,771	Impuesto al valor agregado	24%	65,446	74,773	
ITF	23%	59,513	67,607	GMF	24%	65,263	74,590	
Participación de trabajadores	22%	51,583	60,082					
Total normal	21.54%	51,583	60,082	Total normal	23.98%	65,263	74,590	
Depreciación acelerada	26%	60,005	68,504	Ley de zonas francas	28%	96,512	100,752	
Ley de zonas francas	34%	63,923	72,423					
Total con incentivos	33.77%	63,923	72,423	Total con Incentivos	27.85%	96,512	100,752	

Elaboración propia.

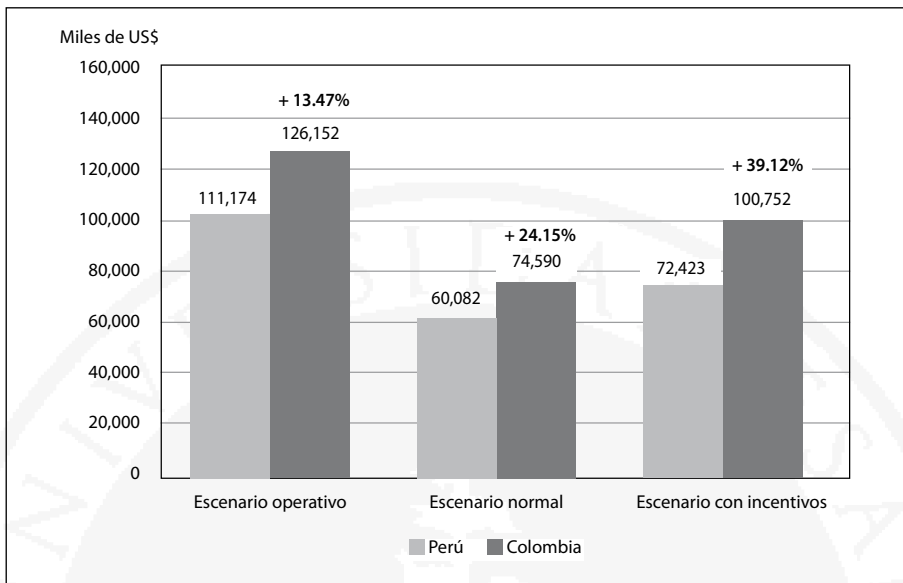


Figura 19. Perú y Colombia: valor actual del proyecto

Elaboración propia

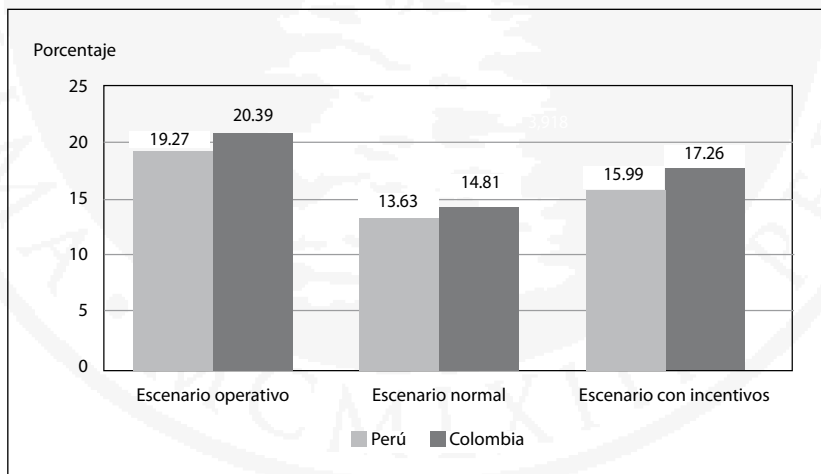


Figura 20. Perú y Colombia: rentabilidad económica del proyecto

Elaboración propia

La figura 21 muestra un análisis comparativo del nivel de atracción para la inversión privada, medido por el valor actual neto del proyecto bajo las características de cada país. Así, el valor del proyecto situado en Colombia muestra una generación de valor 21% mayor respecto del proyecto ubicado en el Perú, principalmente por las diferencias en el nivel operativo y el sistema de fijación de tarifas. Ante este resultado, con el fin de hacer más atractivo el sector peruano ante los ojos de los inversionistas privados, se crean incentivos para la inversión en proyectos de generación hidroeléctrica. Sin embargo, dichas iniciativas no son efectivas, porque si se comparan con los incentivos colombianos, estos tienen un impacto mayor en la generación de valor del proyecto: el valor del proyecto llega a ser 35% mayor al valor del proyecto evaluado en el Perú.

La figura 22 presenta una simulación del impacto en el valor del proyecto si el Perú opta por otorgar el mismo beneficio que Colombia ofrece a los usuarios de zonas francas; es decir, la reducción del impuesto a la renta a 15%. Esta medida incrementa el valor del proyecto en 22% y reduce la brecha entre el valor generado en Colombia y el valor generado en el Perú.

5. El Perú y Colombia: análisis comparativo Montecarlo @Risk

El siguiente análisis mide el riesgo generado por la volatilidad de las principales variables que afectan la generación de valor para el proyecto en los dos países. La selección de estas variables se realiza mediante la consulta a expertos y la revisión de información histórica para conocer su volatilidad y el riesgo que representa para los flujos de caja proyectados. Las variables seleccionadas se relacionan con la volatilidad de los precios *spot* de energía en los dos países, la variación en las inversiones proyectadas, el precio de los bonos de carbono y la variación de los precios por contratos al momento de firmar la venta de energía de largo plazo en ambos países. El cuadro 31 resume la variables seleccionadas y la distribución de probabilidad para el análisis realizado con el método Montecarlo por medio del @risk.

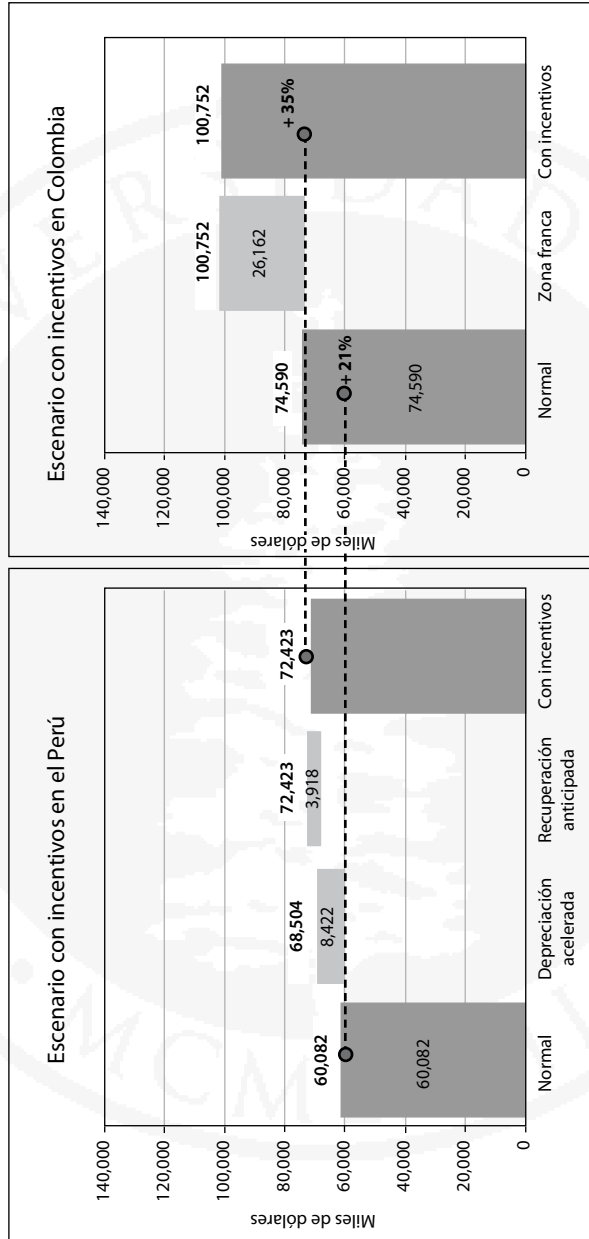


Figura 21. Perú y Colombia: análisis comparativo del nivel de atracción para la inversión privada. Elaboración propia.

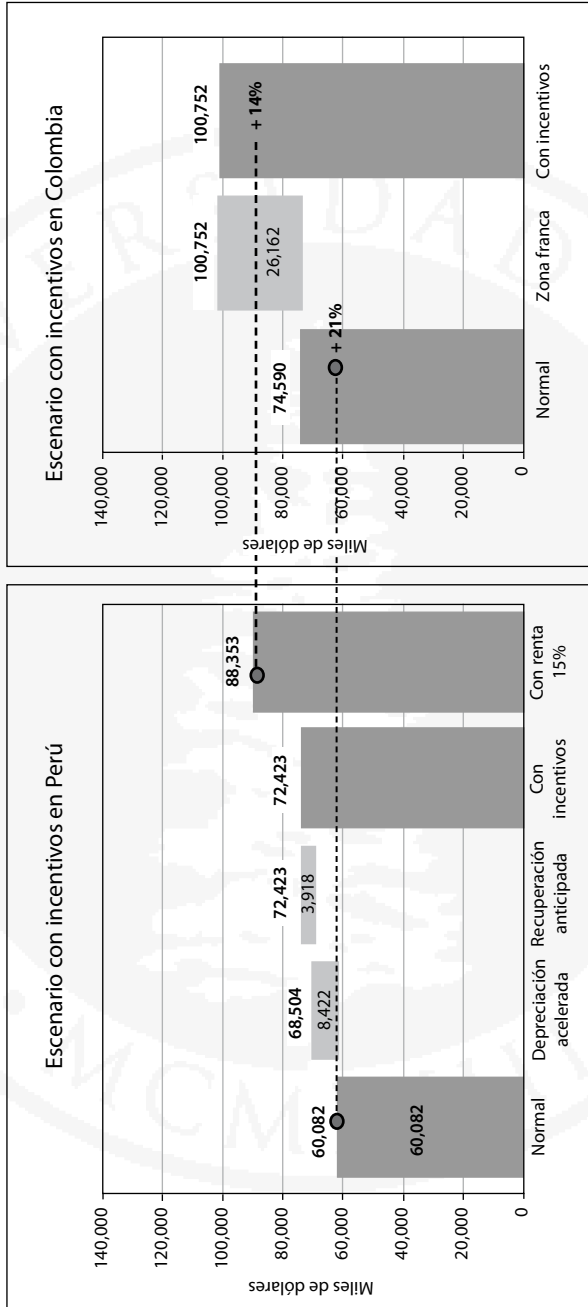


Figura 22. Perú y Colombia: impacto de una reducción de 15% en el impuesto a la renta en el Perú

Elaboración propia.

Cuadro 31. Perú y Colombia: análisis de Montecarlo, variables de entrada

@RISK Input Results									
Performed By: Herman Ybrano									
Dates: domingo, 25 de mayo de 2011 10:14:19 p.m.									
Name	Worksheet	Cell	Graph	Min	Mean	Max	5%	95%	Errors
VARIABLE DIFERENCIO	Modelo PERU	F2		-1.017092	0.03810471	3.363988	-0.610559	0.96366	0
VARIABLE DIFERENCIO	Modelo COLOMBIA	F2		-1.088247	0.03110889	1.359972	-0.3226036	0.3840882	0
Category: Inversiones									
Inversiones / 2012	Modelo PERU	E105		-24,486	-20,538	-18,169	-23,221	-18,638	0
Inversiones / 2013	Modelo PERU	F105		-49,034	-41,076	-36,335	-46,442	-37,274	0
Inversiones / 2014	Modelo PERU	G105		-49,010	-41,076	-36,333	-46,442	-37,274	0
Inversiones / 2012	Modelo COLOMBIA	E101		-24,522	-20,538	-18,167	-23,221	-18,638	0
Inversiones / 2013	Modelo COLOMBIA	F101		-49,016	-41,076	-36,338	-46,442	-37,274	0
Inversiones / 2014	Modelo COLOMBIA	G101		-48,370	-41,076	-36,342	-46,445	-37,275	0
Category: Miyo									
Miyo / RiskLogística(-1.0011,1.0092,3.8832)	Precios Colombia	C7		-91%	13%	1724%	53%	116%	0
Category: Periodo de credito de FI									
Periodo de acreditación I / Euros	Datos	B3		9.64	10.00	10.39	9.84	10.16	0
Periodo de acreditación I / Euros	Datos	B13		9.59	10.00	10.46	9.84	10.16	0
Category: Precio por energia en hora punta									
Precio por energia en hora punta / Colombia	Datos	M108		40.5915	62.90012	85.9998	52.54408	73.2353	0
Category: Precio por energia en hora punta Soles Kw/h									
Precio por energia en hora punta Soles Kw/h / Peru	Datos	E108		25.3094	45.89021	62.86117	38.33903	53.43044	0

Elaboración propia.

El cuadro 32 resume las variables de salida seleccionadas y la posible volatilidad de sus valores en los dos países. A fin de realizar esta comparación, se ha seleccionado la tasa interna de retorno económica y el valor actual neto para medir el riesgo que representa la volatilidad de las variables de entrada y la dispersión que puede tomar la rentabilidad en ambos países.

Cuadro 32. *Perú y Colombia: análisis de Montecarlo, variables de salida*

@RISK Output Results									
Performed By: Harlan Mireno									
Date: domingo, 29 de mayo de 2011 10:14:20 p.m.									
Item	Worksheet	Cell	Graph	Min	Mean	Max	5%	95%	Errors
TIREPERU/ Promedio	Modelo PERU	D112		9.45%	13.42%	18.17%	11.50%	15.44%	0
VALOR ACTUAL NETO(VAN) / Promedio	Modelo PERU	D114		97,276.05	171,871.20	294,473.80	133,570.50	214,017.30	0
VALOR DEL PROYECTO(VAN) + VANDeuda / Promedio	Modelo PERU	D138		105,775.40	180,370.60	302,973.20	142,069.90	222,516.70	0
TIR Financiera PERU/ Promedio	Modelo PERU	D148		12.13%	21.32%	35.93%	16.85%	27.51%	0
TIRECOLOMBIA/ Promedio	Modelo COLOMBIA	D108		11.64%	16.10%	21.67%	13.81%	18.31%	0
VALOR ACTUAL NETO(VAN) / Promedio	Modelo COLOMBIA	D110		158,311.30	262,611.90	391,781.90	208,822.40	315,581.10	0
VALOR DEL PROYECTO(VAN) + VANDeuda / Promedio	Modelo COLOMBIA	D134		162,551.00	266,851.60	396,021.70	213,062.20	319,820.80	0
TIR Financiera COLOMBIA/ Promedio	Modelo COLOMBIA	D145		14.58%	23.86%	36.47%	18.88%	28.93%	0

Elaboración propia.

Al incorporar el riesgo que representa la volatilidad de las variables de entrada seleccionadas sobre los flujos de caja del proyecto, el análisis de Montecarlo indica que la tasa de descuento apropiada es la tasa libre de riesgo. Bajo este análisis, la rentabilidad económica para Colombia es de 16.10% en promedio y puede variar entre 13.87% y 18.34%, mientras que para el Perú la rentabilidad económica es de 14.76% en promedio y puede variar entre 12.65% y 16.95%, tal como se puede apreciar en las figuras 23 y 24. Este análisis muestra un mayor nivel de atracción para el caso colombiano, pues el mayor retorno que se obtiene por la inversión realizada tiene una menor variabilidad respecto de los resultados esperados, lo que implica un menor riesgo y una mayor rentabilidad.

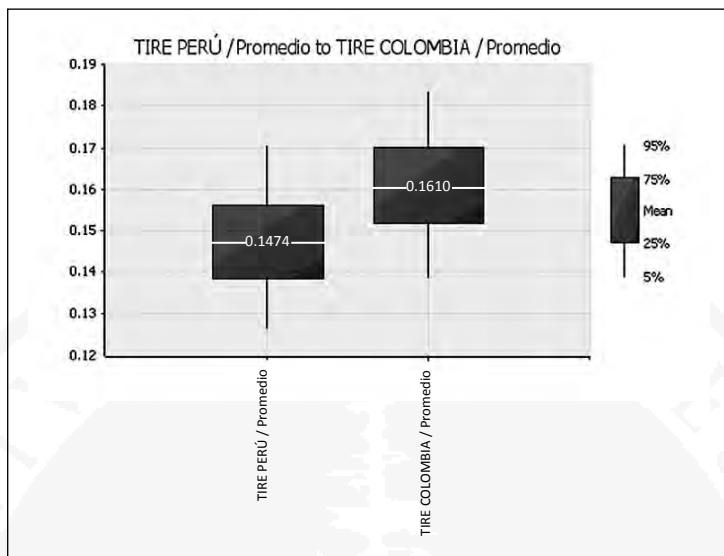


Figura 23. Perú y Colombia: rentabilidad económica del proyecto

Elaboración propia.

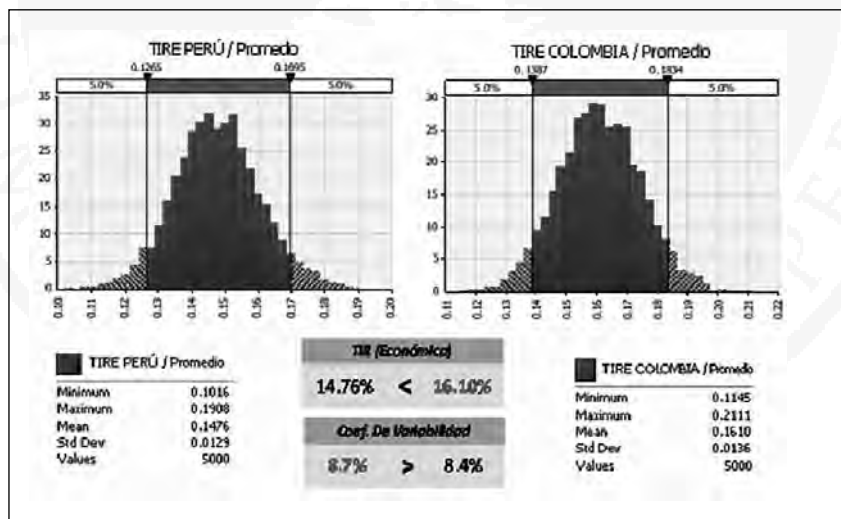


Figura 24. Perú y Colombia: análisis comparativo de la rentabilidad económica del proyecto

Elaboración propia.

6. A modo de conclusión

La rentabilidad obtenida por el proyecto en el Perú es menor que en Colombia antes y después de incorporar el efecto de la deuda, lo que evidencia que las diferencias en el valor del proyecto se encuentran en el nivel operativo, principalmente por las diferencias en los precios de la energía de estos dos países. Asimismo, al analizar la volatilidad histórica de los precios de energía se obtiene una mayor variabilidad para el caso peruano, lo que se traduce en una mayor incertidumbre y, por tanto, un mayor riesgo en este mercado.

Para mitigar el efecto presentado en el nivel operativo, se han creado incentivos para la inversión en el sector. Sin embargo, en el Perú los incentivos no son suficientes para llegar a un escenario normal, como el obtenido en un mercado como el colombiano. Al obtener un mayor nivel de rentabilidad y una menor variabilidad en los resultados esperados, el mercado colombiano presenta un mayor nivel de atracción para la inversión privada.

Conclusiones y recomendaciones

1. Conclusiones

- Tanto el Perú como Colombia apuntan a un crecimiento económico sostenido, razón por la cual confluyen sus esfuerzos para atraer inversiones y, de esa manera, garantizar el desarrollo de sus industrias y asegurar su oferta energética. El punto de divergencia se origina en las políticas aplicadas y la eficacia de estas para alcanzar sus objetivos.

El punto de partida para la decisión de un inversionista es la evaluación del nivel de seguridad que ofrece el país de destino para sus inversiones, así como las características propias de este que determinan su grado de atracción. Un factor vital es la competitividad de los países y su capacidad para mostrarse como ambientes favorables que estimulen la inversión, con políticas claras y estables, instituciones públicas confiables y eficientes y organismos financieros sólidos que permitan fácil acceso al financiamiento.

- La conformación de la cadena de valor del sector eléctrico en cada país constituye una característica por destacar respecto del retorno de un proyecto de inversión. Su impacto se refleja, principalmente, en la formación de tarifas y, por tanto, en los ingresos económicos

que recibirán los generadores. Cuando en la cadena se incorpora la figura de un comercializador, se crea un ente con mayor poder de negociación que puede adquirir elevados volúmenes de energía de las empresas generadoras y, al mismo tiempo, negociar mejores precios de venta, para estos volúmenes, con las distribuidoras.

- En la generación hidroeléctrica, las características hidrológicas cobran especial relevancia. Por lo general, la distribución de lluvias en el Perú es menos regular que en Colombia. Por ello, existe una fuerte correlación entre la variabilidad de las lluvias y el precio de la energía. Esto, a su vez, se refleja en una mayor incertidumbre respecto de los ingresos producto de la generación y venta de energía. En consecuencia, el riesgo económico para una generadora hidroeléctrica en el Perú es mayor que el riesgo para una generadora de las mismas características operativas en Colombia.
- El menor valor de las tarifas en el Perú, por la amplia oferta de energía proveniente de fuentes térmicas que funcionan con gas natural, ocasiona una reducción en los ingresos para los generadores hidráulicos y, por consiguiente, la reducción de la rentabilidad de un proyecto de generación hidráulica, lo que desincentiva la inversión en este subsector. En este contexto, el gobierno busca crear incentivos específicos que fomenten las inversiones en generación hidráulica —debido al elevado nivel de inversión inicial requerido— y, al mismo tiempo, disminuir la dependencia de combustibles fósiles, cuyos precios experimentan alta variabilidad.
- Al comparar los proyectos situados en estos dos países, se puede observar un mayor nivel de rentabilidad para el caso colombiano, principalmente por la diferencia en el precio fijado en los contratos y el mayor valor del precio *spot* de energía. Asimismo, la variabilidad histórica del precio de la energía genera un escenario de incertidumbre con relación al precio esperado, lo que ocasiona una mayor variabilidad en los ingresos proyectados y, por tanto, un mayor riesgo.
- La evaluación comparativa realizada al proyecto de generación hidroeléctrica muestra una rentabilidad económica y financiera ma-

yor para Colombia en todos los escenarios: operativo, normal y con incentivos. Esto indica que, a pesar de los incentivos creados de manera específica para fomentar la inversión en el Perú, el valor final de los proyectos no es mayor en comparación con el resultado obtenido en todos los escenarios en el caso de Colombia. Como consecuencia de ello, no se genera en el Perú una mayor atracción para la inversión en proyectos de esta naturaleza.

2. Recomendaciones

- En relación con su par de Colombia, los incentivos que el Estado peruano ofrece para impulsar las inversiones en generación hidroeléctrica son insuficientes para generar un ambiente competitivo. El caso colombiano podría servir como punto de partida para analizar los orígenes de ese manejo, identificar los mecanismos utilizados y seleccionar los aspectos que puedan replicarse de manera exitosa en el Perú, considerando las similitudes y las diferencias existentes en ambos países. Si, por ejemplo, el Estado peruano adopta incentivos como el que ofrece la zona franca uniempresarial de Colombia y consigue aplicar una reducción del impuesto a la renta a 15%, dado este escenario, el valor del proyecto analizado aumentaría en 15'930,000 dólares, lo que representa un incremento de 22% con relación al valor actual, definitivamente más atractivo. Sin embargo, solo se conseguiría reducir, de 35% a 14%, la brecha con el valor del mismo proyecto en Colombia, de modo que se mantendría una diferencia de 12'399,000 dólares.
- En el Perú, las variables que permitirían mejorar la situación de atracción de inversiones en generación hidroeléctrica son los precios en los contratos y el precio *spot*. En este sentido, se necesita reducir la volatilidad de los precios *spot* mediante el establecimiento de un precio máximo permitido —como el desarrollado en el mercado colombiano— y, al mismo tiempo, elevar el precio establecido para los contratos de largo plazo. En la actualidad, este último precio no es alto porque el costo de generación térmica con gas natural es bajo, lo que afecta de manera directa el sistema de fijación de precios para todo el mercado.

- Una medida que se ha identificado como necesaria y que los inversionistas en generación eléctrica exigen es que el gobierno peruano se constituya en un fiscalizador más eficiente. Es decir, que evite que determinadas empresas generadoras hidroeléctricas, con intereses paralelos en inversiones en generación térmica, manipulen las tarifas aduciendo un mal funcionamiento en sus hidroeléctricas. La consecuencia inmediata es el inicio del funcionamiento de las termoeléctricas antes de tiempo y el incremento del precio *spot*, lo que disminuye la eficiencia del sistema en desmedro de la competitividad de los demás actores y, por tanto, del sector en sí.
- Se debe reducir la dependencia del sector eléctrico de la disponibilidad de hidrocarburos, de manera específica del gas, por la volatilidad de los precios de este y porque la infraestructura de transmisión de gas es vulnerable a sabotajes, ataques o protestas sociales. Estas últimas suelen ocurrir con frecuencia en el Perú.
- La presencia del Estado peruano en el sector eléctrico, como propietario de la generadora hídrica más grande del país (ElectroPerú), constituye una garantía para asegurar el suministro eléctrico a precios adecuados. En ese sentido, una gestión efectiva por parte del Estado debe asegurar que esta importante empresa siga manteniendo el equilibrio entre la justa rentabilidad para los inversionistas privados y la formación de tarifas adecuadas, no sensibles a manipulación, en beneficio de los consumidores.

Bibliografía

Alarcón, Patricia & Rocha, Fidel. (2008). *Inversión en generación eficiente ante la crisis del mercado eléctrico*. Lima: ESAN. Serie Publicaciones en Finanzas y Derecho Corporativo 2.

Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios, Andesco. (2010, febrero). *Generalidades sector eléctrico en Colombia*. Recuperado de <http://www.andesco.org.co/site/pages/energia_pgcont/energia_pgcont2.html#COL_pgenergia2>.

Banco Central de Reserva del Perú, BCRP. (s. f.). *Estadísticas económicas*. Recuperado de <<http://www.bcrp.gob.pe/estadisticas.html>>.

Banco de la República de Colombia. (s. f.). *Series estadísticas*. Recuperado de: <<http://www.banrep.gov.co/>>.

Banco Mundial. (2011). *Doing business: Economy rankings*. Recuperado de <<http://www.doingbusiness.org/rankings>>.

Bodie, Zvi & Merton, Robert. (1994). *Finanzas*. Prentice Hall.

Botero, Rodrigo. (2011, 3 de febrero). Colombia y el Perú: un ejercicio comparativo. *El Colombiano* (Medellín). Recuperado de <http://www.elcolombiano.com/BancoConocimiento/C/colombia_y_peru_un_ejercicio_comparativo/colombia_y_peru_un_ejercicio_comparativo.asp>.

- Brealey, Richard & Myers, Stewart. (2003). *Principles of corporate finance*. McGraw Hill Higher Education.
- Calandro, Joseph. (2009). *Applied value investing*. McGraw-Hill.
- Campos, D.; Blas, J., Samanamud, I. & G. Torricelli. (2007). *Estimación de la generación de valor de la Empresa Pesquera Copeinca*. Programa Avanzado de Dirección de Empresas (PADE) de Finanzas Corporativas. Universidad ESAN, Lima.
- Código R. *Portal de las Responsabilidades y el Desarrollo Sustentable*. (s. f.) *Bonos de carbono*. Recuperado de <<http://www.codigor.com.ar/bonosdecarbono.htm>>.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (s. f. a). *Ley 99 de 1993*. Bogotá, Colombia. Recuperado de <<http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Normal.jsp?i=297>>.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (s. f. b). *Resolución 638 de 2007*. Bogotá, Colombia. Recuperado de <http://www.creg.gov.co/html/compila/docs/resolucion_upme_0638_2007.htm>.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (s. f. c). *Resolución 520 de 2007*. Bogotá, Colombia. Recuperado de <http://www.creg.gov.co/html/compila/docs/resolucion_upme_0520_2007.htm>.
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, COES-SINAC. (2009, junio). *Informe de diagnóstico de las operaciones operativas del SEIN. Periodo 2011-2020. Informe DP-01-2009*. Lima: COES, Dirección de Planificación de Transmisión.
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, COES-SINAC. (2011). *Costo marginal ponderado y tarifa en barra mensual del SEIN*. Lima. Recuperado de <<http://www.coes.org.pe/DAtaWeb3/2011/STR/valweb/marzo/CmargCMGM032011.pdf>>.
- Copeland, Tom, Koller, Tim & Murrin, Jack. (2004). *Valoración: medición y gestión de valor*. España: Deusto.
- Corbo, Vittorio (2003). *Estimación del costo de capital relevante para la industria de telefonía móvil chilena*. Pontificia Universidad Católica de Chile. Recuperado de <http://www.subtel.gob.cl/prontus_procesosarifarios/site/artic/20070122/asocfile/20070122122516/tcc_vc.pdf>.

- Damodaran, Aswath. (2007, julio). *Return on Capital (ROC), Return on Invested Capital (ROIC) and Return on Equity (ROE): Measurement and implications*. Nueva York: Stern School of Business. Recuperado de <<http://people.stern.nyu.edu/adamodar/pdfiles/papers/returnmeasures.pdf>>.
- Damodaran, Aswath. (2009). *Applied corporate finance*. Nueva Jersey: John Wiley & Sons.
- Damodaran, Aswath. (2010). *The dark side of valuation: Valuing young, distressed, and complex businesses*. Nueva Jersey: Pearson Education.
- Empresa de Energía de Bogotá (s. f. a). *Distribución*. Recuperado de <<http://www.eeb.com.co/?idcategoria=1156>>.
- Empresa de Energía de Bogotá (s. f. b). *Generación*. Recuperado en COMPLETAR de <<http://www.eeb.com.co/?idcategoria=1155>>.
- Empresa de Energía de Bogotá (s. f. c). *¿Qué es la transmisión de energía?* Recuperado en febrero del 2011 de <<http://www.eeb.com.co/?idcategoria=3069>>.
- Empresa de Energía de Bogotá (s. f. d). *Sector eléctrico en Colombia*. Recuperado en febrero del 2011 de <<http://www.eeb.com.co/?idcategoria=1128>>.
- Empresa de Energía de Bogotá (s. f. e). *Transmisión*. Recuperado de <<http://www.eeb.com.co/?idcategoria=1157>>.
- Espinosa, Ramon. (1996). *A Practical Approach to Calculating Emerging Market Costs of Equity*. Recuperado de <<http://www.phoenixhecht.com/treasuryresources/PDF/CostOfEquity.pdf>>.
- Estatuto Tributario.com (s. f.). *Tarifas del impuesto a la renta*. Recuperado de <<http://www.estatutotributario.com/procesa1.php?texto=240>>.
- Estrada, Javier. (2000). The cost of equity in emerging markets: A downside approach. *Emerging Markets Quarterly*, 4(3), 19-30.
- Estrada, Javier. (2001). The Cost of Equity in Emerging Markets: A Downside Approach (II). *Emerging Markets Quarterly*, 4(3), 63-72.
- Estrada, Javier. (2006). *Finanzas en pocas palabras: un compañero eficiente para las herramientas y técnicas financieras*. Madrid: PearsonPrentice Hall.
- Fernández, Pablo. (1999). *Valorización de empresas. Cómo medir y gestionar la creación de valor*. Barcelona: Gestión 2000.

- Fondo Monetario Internacional (2011). *Perspectivas económicas. Las Américas. Vientos cambiantes, nuevos desafíos de política*. Washington, D. C. Recuperado de <<http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2011/whd/wreo1011s.pdf>>.
- Gallardo, J., García, R. & Pérez-Reyes, R. (2005). *Diagnóstico de la problemática de la inversión en el sector eléctrico peruano*. Lima: Osinerg. Documento de Trabajo n.º 3. Oficina de Estudios Económicos.
- Gordon, M. J. & Shapiro, E. (1956, Oct.). Capital equipment analysis: The required rate of profit. *Management Science*, 3(1), 102-110.
- Grinblatt, M. & Titman, S. (2002). *Financial market and corporate strategy* (2.ª ed.). McGraw-Hill International Editions.
- Koller, Tim, Goedhart, Marc & Wessels, David. (2005). *Valuation: Measuring and managing the value of companies*. Nueva Jersey: John Wiley & Sons.
- Ledec & Quintero, (2003). *Good dams and bad dams: Environmental criteria for site selection of hidroelectric projects*. Latin America and Caribbean Region Sustainable Development Working Paper 16. Recuperado de <http://www.google.com.pe/url?sa=t&rct=j&q=ledec%202000&source=web&cd=1&ved=0CCYQFjAA&url=http%3A%2F%2Fsiteresources.worldbank.org%2FLACEXT%2FResources%2F258553-1123250606139%2FGood_and_Bad_Dams_WP16.pdf&ei=UTjITon8OsnY0QGX0oAY&usg=AFQjCNHqpe1MAn5t2gjiJKkxw-hXLCOHAA>.
- Lucio, Alejandro. (2011, 12 de enero). La administración de riesgos en el sector eléctrico colombiano. *LR La República* (Colombia). Recuperado en febrero de 2011 de <http://www.larepublica.com.co/archivos/FINANZAS/2011-01-12/la-administracion-de-riesgos-en-el-sector-electrico-colombiano_118996.php>.
- Macroinvest. (2011, marzo). *Informe de Valorización del precio a ser tomado en cuenta por Enel Energy Europes. S.R.L. y Acciona S. A través de Generalima S.A. en la oferta sobre las acciones comunes con derecho a voto emitidas por EDEGEL S.A.* Lima. Recuperado de <www.conasev.gob.pe>.
- Macroinvest (2010). *Informe de valorización de las acciones comunes de EEPSA*. Lima. Recuperado de <www.conasev.gob.pe>.
- Mascareñas, J. (2008). *El coste del capital*. Madrid: Universidad Complutense de Madrid. Recuperado de <<http://www.ucm.es/info/jmas/mon/26.pdf>>.

- Mazer, Arthur. (2007). *Electric power planning for regulated and deregulated markets*. Nueva Jersey: John Wiley & Sons.
- Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (2010). *Decreto 2820*. Colombia. Recuperado de <<http://www.corpoguavio.gov.co/espanol/images/stories/Decreto-2820-2010-Licencias.pdf>>.
- Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (s. f.). *Parques nacionales naturales de Colombia*. Recuperado de <<http://www.udea.edu.co/portal/page/portal/bibliotecaSedesDependencias/unidadesAcademicas/FacultadNacionalSaludPublica/Diseno/archivos/home/Tab/Parques%20nacionales%20Recurso%20H%C3%ADdricos.pdf>>.
- Ministerio de Comercio, Industria y Turismo. (2011). *Comisión intersectorial zonas francas*. Colombia. Recuperado de <<http://www.mincomercio.gov.co/minindustria/publicaciones.php?id=168>>.
- Ministerio de Energía y Minas, Minem. (2009, marzo). *Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento*. Lima: Dirección General de Electricidad. Recuperado de <<http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dge/publicaciones/compendio/dl25844.pdf>>.
- Ministerio de Energía y Minas, Minem. (2009, julio). *Plan referencial de electricidad 2008-2017*. Lima: Dirección General de Electricidad. Recuperado de <<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/pre%20publicaciones/PRE-2008-V4.pdf>>.
- Ministerio de Energía y Minas, Minem. (s. f.). *Guías y procedimientos para obtener autorizaciones, concesiones definitivas y concesiones temporales*. Lima: Dirección General de Electricidad Rural. Recuperado de <<http://dger.minem.gob.pe/ArchivosNormasTecnicas/guiasconces.pdf>>.
- Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas & XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (s. f.). *abc Cargo por confiabilidad*. Bogotá, Colombia. Recuperado de <<http://www.xm.com.co/Promocin%20Primera%20Subasta%20de%20Energia%20Firme/abc2.pdf>>.
- Ministerio del Ambiente (s. f.). *Ley N° 29338. Ley de Recursos Hídricos*. Lima: Sistema Nacional de Información Ambiental, SINIA. Recuperado de <<http://sinia.minam.gob.pe/index.php?accion=verElemento&idElementoInformacion=118&idformula=&idTipoElemento=3&idTipoFuente=&verPor=tema>>.
- Morales Plaza, José & Martínez de Olcoz, Javier. (2006). *Análisis y valoración sectorial*. Barcelona, España: Ariel S. A.

- Ogier, Tim, Rugman, John & Spicer, Lucinda. (2004). *The real cost of capital: A business field guide to better financial decisions*. Nueva York: Financial Times, Pearson Education.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmín. (s. f.) *Electricidad: Trabajando por una mejor utilización de nuestros recursos*. Recuperado de <<http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/GFE/4.htm>>.
- Organismo Supervisor de Inversión Privada en Telecomunicaciones, Osiptel. (2007). *Fijación del factor de productividad aplicable al periodo setiembre 2007-agosto 2010*. Informe N°139-GPR/2007. Lima: Osiptel, Gerencia de Políticas Regulatorias.
- Pilipovic, Dragana. (2007). *Energy risk: Valuing and managing energy derivatives*. Nueva York: McGraw-Hill.
- Porras, Eva. (2011). *The cost of capital*. Nueva York: Palgrave Macmillan.
- Prada S., Javier & Ospina A., Juan. (2004). *Análisis y evaluación del cargo por capacidad en la generación de energía eléctrica en Colombia*. Trabajo de Grado. Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá.
- Pratt, Shannon. (2002). *Cost of capital: Estimation and applications*. Nueva Jersey: John Wiley & Sons.
- Proctor, K. Scott. (2010). *Building financial models with Microsoft Excel: A guide for business professionals*. Nueva Jersey: John Wiley & Sons.
- Promoción de Turismo, Inversión y Exportaciones, Proexport Colombia. (s. f.). *Sector eléctrico*. Colombia: Colombia es pasión, Proexport Colombia, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo. Recuperado de <http://www.inviertaencolombia.com.co/Adjuntos/273_Sector%20E1%C3%A9ctrico%202010-06-22.pdf>.
- Rao, Rames K. S. & Stevens, Eric C. (2007). *A theory of the firm's cost of capital*. Singapur: World Scientific Publishing.
- Régimen Legal de Bogotá D. C. (s. f. a). *Decreto 1541 del 28 de julio de 1978*. Bogotá, Colombia: Alcaldía Mayor de Bogotá D. C. Recuperado de <<http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=1250>>.
- Régimen Legal de Bogotá D. C. (s. f. b). *Ley 143 de 1994*. Bogotá, Colombia: Alcaldía Mayor de Bogotá D. C. Recuperado de <<http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=4631>>.

- Ross, S. Westerfield, R. & Jaffe, J. (2009). *Finanzas corporativas*. McGraw Hill.
- Sabal, Jaime. (2002). *Financial decisions in emerging markets*. Nueva York: Oxford University Press.
- Sabal, Jaime. (2005, mayo). *WACC or APV?: The case of emerging markets*. Recuperado de <http://www.sabalonline.com/website/uploads/WACC_APV3.pdf>.
- Sabal, Jaime. (2009, 29 de mayo). *El CAPM*. Recuperado de <http://www.sabalonline.com/website/uploads/CAPM_2.pdf>.
- Sapag, Nassir (s. f.). *Simulación de MonteCarlo: uso del Crystal Ball (versión 7.2)*. Chile: Providencia, Santiago de Chile. Recuperado de <<http://www.nassirsapag.cl/art09.htm>>.
- Secretaría del Senado. República de Colombia (s. f.). *Decreto 2811 de 1974. Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente*. Colombia. Recuperado de <http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/decreto/1974/decreto_2811_1974.html>.
- Tabarquino M. & Raúl A. (2007). *Los servicios públicos domiciliarios en Colombia: una mirada desde la ciencia de la política pública y la regulación*. Recuperado de <<http://www.eumed.net/libros/2011c/997/>>.
- Tong, Jesús (2003). *Evaluación de inversiones en mercados emergentes*. Lima: Universidad del Pacífico.
- United States of America. Central Intelligence Agency, CIA. (s. f. a). *The world fact book: Peru*. Recuperado de <<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/pe.html>>.
- United States of America. Central Intelligence Agency, CIA. (s. f. b). *The world fact book: Colombia*. Recuperado de <<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/co.html>>.
- Velásquez, Arturo. (2000). *Proyectos de inversión: cómo hacer estudios de factibilidad de proyectos y negocios*. Lima: Universidad Ricardo Palma.
- World Economic Forum, WEF. (2011). *Global competitiveness report 2010-2011*. Recuperado de <<http://www.weforum.org/issues/global-competitiveness>>.
- XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (s. f.). *Descripción del sistema eléctrico colombiano*. Recuperado de <<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>>.

Yahoo (s. f.). *Pepco Holdings, Inc.-Profile*. Recuperado de <<http://finance.yahoo.com/q/pr?s=POM+Profile>>.

Páginas web

Allete Corporation. <<http://www.allete.com/>>.

Constellation Energy. <<http://www.constellation.com/Pages/default.aspx>>.

Damodaran on-line: <www.stern.nyu.edu/~adamodar/>.

Integrays Energy Group. <<http://www.integraysgroup.com>>.

Pacific Credit Rating. <<http://www.ratingspcr.com/>>.

Pontificia Universidad de Chile, Escuela de Ingeniería <<http://web.ing.puc.cl/~power/southamerica/cuadro6.htm>>.

Colombia

Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica, Asocodis. <<http://www.asocodis.org.co/cms/Default.asp?Page=149>>.

Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica, Acolgen. <<http://www.acolgen.org.co/>>.

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. <http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php>.

Comité Asesor de Comercialización, CAC. <<http://www.cac.org.co/>>.

Consejo Nacional de Operación, CNO. <<http://www.cno.org.co/webApp/pressflow/>>.

Ministerio de Minas y Energía. <<http://www.minminas.gov.co/minminas/>>.

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. <<http://www1.upme.gov.co/>>.

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. <<http://www.xm.com.co>>.

Perú

Agencia de Promoción de la Inversión Privada, Proinversión. <<http://www.proinversion.gob.pe/>>.

Ministerio de Energía y Minas. <<http://www.minem.gob.pe/>>.

Anexos

- 1. Comparación del sector eléctrico en algunos países de América del Sur: subsector generación**
- 2. Definiciones de los términos utilizados en el sector eléctrico**
- 3. La Bolsa de Energía de Colombia**
- 4. Perú: Procedimiento para obtener una concesión para la generación de energía hidroeléctrica en el Perú**
- 5. Colombia: Procedimiento para obtener una concesión para la generación de energía hidroeléctrica**
- 6. Perú: Procedimiento para la fijación de tarifas en barra**
- 7. Metodologías de estimación del costo del capital en mercados emergentes**
- 8. Betas Bloomberg**

Anexo 1

Comparación del sector eléctrico en algunos países de América del Sur: subsector generación

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
General	<ul style="list-style-type: none"> - En todos los casos se acepta que existe competencia en el nivel de generación. - Las normas tratan de compatibilizar el incentivo del ambiente competitivo con la necesidad de tener una operación coordinada, por motivos de seguridad de abastecimiento y eficiencia económica. - La operación coordinada es obligatoria (excepto centrales de tamaño menor en algunos países). - Transacciones originadas en la optimización de la operación (mercado <i>spot</i>) se realizan al costo marginal de corto plazo (precio <i>spot</i>) - Método de inyecciones y retiros de potencia y energía, valorizados a precios <i>spot</i>, establece la relación entre generación efectiva y compromisos contratados. - Libertad de precio para clientes mayores a cierto tamaño, precio máximo para clientes regulados. - Acceso a clientes mediante pago por uso de sistemas de transmisión de terceros (ver transmisión). - No hay restricciones a la entrada de nuevos generadores al mercado. - Los precios que se regulan se basan en costos marginales de corto plazo. 				
Limitaciones a la participación de mercado	<ul style="list-style-type: none"> - No hay. - Se han impuesto limitaciones a los postulantes en el proceso de privatización (limitación al 10% de la potencia controlada). 	<ul style="list-style-type: none"> - Un generador no puede tener más de un 35% de la capacidad instalada en el Sistema Interconectado Nacional, excepto de manera temporal. No se incluye en este límite a la capacidad destinada a exportación. - Hasta el año 1999 no se permite entrada de nuevas empresas generadoras. 	<ul style="list-style-type: none"> - No hay. 	<ul style="list-style-type: none"> - No hay. 	<ul style="list-style-type: none"> - No hay. - Se han impuesto limitaciones a los postulantes en el proceso de privatización.



Anexo I. Continuación

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Instalación de centrales	<ul style="list-style-type: none"> - Se requiere concesión para centrales hidroeléctricas mayores de 500 kilovatios. - Plazo indefinido. - Otorgada por el Poder Ejecutivo Nacional. - Canon, en beneficio provincial, por la generación hidroeléctrica. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se requiere licencia, no concesión. - Otorgada por la Superintendencia. 	<ul style="list-style-type: none"> - No requiere concesión, excepto si se desea establecer servidumbres sobre predios particulares o utilizar bienes nacionales de uso público. - Plazo indefinido. - Otorgada por el Ministerio de Economía. - Derechos de agua otorgados según Código de Aguas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se requiere concesión. - Otorgada por el Ministerio de Minas y Energía. - Plazo: 30 años, renovable. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se requiere concesión para centrales hidroeléctricas mayores de 10 megavatios. - Se requiere autorización en los demás casos, excepto centrales nucleares, que requieren ley especial. - Pago por uso de recursos naturales (1% del valor de ventas de generación hidroeléctrica y geotérmica).
Mercados de generación (mercado eléctrico mayorista)	<ul style="list-style-type: none"> - Mercado <i>spot</i>: (a) precio <i>spot</i>, (b) precio estacional estabilizado. - Mercado de contratos (mercado a término). 	<ul style="list-style-type: none"> - Mercado <i>spot</i>. - Mercado de contratos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mercado <i>spot</i>. - Mercado de contratos: (a) precio libre, (b) precios regulados. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mercado <i>spot</i> (Bolsa de Energía). - Mercado de contratos (en calidad de comercializador). 	<ul style="list-style-type: none"> - Mercado <i>spot</i>. - Mercado de contratos: (a) precios libres, (b) precios regulados.
Contratos a precio libre	<ul style="list-style-type: none"> - Aplicable a consumidores mayores de cien kilovatios. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aplicable a consumidores finales no regulados (demanda superior al límite fijado por la Superintendencia en dos megavatios), a empresas de distribución y entre generadores, por contratos de energía firme. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aplicable a consumidores finales no regulados (demanda superior a dos megavatios), a empresas de distribución, por la parte destinada a sus clientes no regulados, y entre generadores, por contratos de energía firme. 	<ul style="list-style-type: none"> - Todos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aplicable a consumidores finales no regulados (demanda superior a un megavatio), a empresas de distribución, por la parte destinada a sus clientes no regulados y entre generadores, por contratos de energía firme.



Anexo 1. Continuación

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Restricción a contratos	<ul style="list-style-type: none"> - Generadores hidroeléctricos no pueden contratar más de su energía firme, definida como energía mensual con probabilidad de excedencia de 70% para la central. - Generador térmico no puede contratar más de su potencia neta efectiva. 	<ul style="list-style-type: none"> - Generadores pueden comprometer su potencia firme, la contratada con otros y la que adquieren en el mercado <i>spot</i>. 	<ul style="list-style-type: none"> - Generadores no pueden contratar más de su energía firme propia y la contratada con otro generador. Balance en términos anuales. - Energía firme hidro es definida como energía anual de una condición hidrológica, con probabilidad de excedencia de 90% para el conjunto. - Energía firme térmica es la máxima generación calculada con disponibilidad media. 		<ul style="list-style-type: none"> - Generadores no pueden contratar más de su energía firme propia y la contratada con otro generador. Comparación en términos anuales. - Energía firme hidro es definida como energía anual de una condición hidrológica, con probabilidad de excedencia de 95% para el conjunto. - Energía firme térmica es determinada con disponibilidad promedio.
Mercado <i>spot</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Participan generadores, distribuidores y grandes clientes. 	<ul style="list-style-type: none"> - Participan generadores, distribuidores y consumidores no regulados. 	<ul style="list-style-type: none"> - Participan generadores solamente. - Se transan excedentes y déficit entre generación propia y contratos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Participan generadores, comercializadores y distribuidores. 	<ul style="list-style-type: none"> - Solo participan generadores. - Se transan excedentes y déficits entre generación propia y contratos.
Precios <i>spot</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Precios: potencia puesta a disposición, energía horaria, potencia base de las térmicas, capacidad reguladora, reserva fría y transacciones de potencia reactiva. - Precios en cada barra. 	<ul style="list-style-type: none"> - Precios: potencia firme y energía horaria. - Precios en cada barra. 	<ul style="list-style-type: none"> - Precios: potencia firme y energía horaria. - Precios en cada nodo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Precios: capacidad remunerable (potencia) y energía horaria. - Precios en nodo único. 	<ul style="list-style-type: none"> - Precios: potencia firme y energía horaria. - Precios en cada barra.



Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Potencia remunerada en mercado <i>spot</i>	<p>- Potencia puesta a disposición: se paga en horas fuera de valle de días hábiles (hfv) a las máquinas despachadas. Las unidades térmicas reciben pago por la potencia disponible. Las centrales hidroeléctricas reciben pago por la potencia operada (potencia generable del número de unidades en operación).</p> <p>- Potencia base de una unidad térmica es la potencia media anual que generaría una unidad en el año más seco, lo que da la estadística hidrológica del sistema. Se paga en las horas fuera de valle, cuando la unidad está disponible y no es despachada.</p>	<p>- Potencia firme: aquella que se requiere para cubrir la demanda máxima anual prevista, para una condición de año seco en centrales hidroeléctricas y una determinada disponibilidad de las unidades térmicas.</p> <p>- El balance de potencia se efectúa en abril y noviembre de cada año. Se paga de manera mensual.</p> <p>- En el caso de las unidades térmicas se aplica un descuento si la indisponibilidad fue menor que la utilizada en el cálculo de la potencia firme. El monto del descuento se reparte, como premio, entre las unidades que superaron la indisponibilidad de cálculo.</p>	<p>- Potencia: se mide excedente o déficit entre potencia firme del generador y demanda de sus contratos a la hora de demanda máxima del sistema.</p> <p>- Potencia firme: la potencia que puede producir la central en horas de máxima demanda, en condición hidrológica seca. Es independiente de la generación real. La potencia total remunerada se ajusta a la demanda máxima anual.</p> <p>- Precio de potencia: anualidad y costo fijo de operación de turbina a gas.</p> <p>- Precio base se asigna al nodo en el cual sería más conveniente incrementar la capacidad de generación de punta. Precio en otro nodo es igual al precio base por factor que considera a pérdidas marginales entre dicho nodo y el de referencia, para un despacho típico en la situación de demanda máxima en condición hidrológica seca.</p>	<p>- Potencia (desde diciembre 1996): se determina, para cada planta, la capacidad remunerable teórica (CRT) individual, como el promedio de la capacidad despatchada en el segmento de punta, en los meses de verano (diciembre-abril), por medio de una simulación del modelo de largo plazo con condición hidrológica crítica (caudales del año 1992) para los primeros 12 meses.</p> <p>- La CRT en la estación de invierno es igual al mínimo entre la CRT individual y la disponibilidad comercial promedio durante la estación de verano anterior.</p> <p>- El monto que se requiere para pagar este cargo por capacidad se obtiene incrementando el precio de energía de la Bolsa en una cifra que toma en cuenta la CRT del sistema, el valor del cargo por capacidad y la energía demandada proyectada.</p>	<p>- Potencia: se mide el excedente o déficit entre la potencia firme del generador y la demanda de los contratos a la hora de demanda máxima del sistema.</p> <p>- Potencia firme: es la potencia que puede producir la central en horas de máxima demanda en condición hidrológica seca. Es independiente de la generación real. La potencia total remunerada se ajusta a la demanda máxima anual.</p>



Anexo 1. Continuación

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
<p>Precio <i>spot</i> de la potencia</p>	<ul style="list-style-type: none"> - El precio de la potencia está formado por dos componentes: precio base y precio por confiabilidad. - En cada nodo se aplica al precio de la potencia un "factor de adaptación" que toma en cuenta la calidad del vínculo con el mercado. Esta se mide tomando en cuenta el efecto de la salida de servicio de las líneas en el abastecimiento del sistema. - El precio base de la potencia es 5 US\$/MW por hora fuera de valle por día hábil. El precio por confiabilidad está fijado en 5 US\$/MW por hora fuera de valle por día hábil. Por lo tanto, es 10 US\$/MW hfv (mayo 1996) en el mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> - Precio de potencia: anualidad y costo fijo de operación de turbina a gas. Se incrementa en un porcentaje que resulta de considerar la indisponibilidad teórica del sistema. En los nodos que sean pertinentes, se agrega el respectivo peaje de transmisión. - Precio base se asigna al nodo en el cual sería más conveniente incrementar la capacidad de generación de punta. Precio en otro nodo es igual al precio base por factor que considera a pérdidas marginales entre dicho nodo y el despacho típico en la situación de demanda máxima. 	<ul style="list-style-type: none"> - Precio de potencia: anualidad y costo fijo de operación de turbina a gas. - Precio base se asigna al nodo en el cual sería más conveniente incrementar la capacidad de generación de punta. Precio en otro nodo es igual al precio base por factor que considera a pérdidas marginales entre dicho nodo y el despacho típico en la situación de demanda máxima. 	<ul style="list-style-type: none"> - El precio al cual se remunera esta capacidad es el correspondiente a una turbina a gas de ciclo abierto. - El valor será 5.25 US\$/kW-mes a partir de diciembre de 1996. 	<ul style="list-style-type: none"> - Precio de potencia: anualidad y costo fijo de operación de turbina a gas. - Precio base se asigna al nodo donde sería más conveniente la instalación de potencia de punta. - El precio de potencia en cada barra es igual al precio base por un factor de pérdidas marginales de potencia, al cual se le agrega el peaje por conexión del sistema de transmisión principal. - Las pérdidas marginales son las de un sistema adaptado. - Precio base: 5.62 US\$/kW-mes (mayo 1995).



Anexo 1. Continuación

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Precio <i>spot</i> de energía	<p>- Precio de energía: costo marginal de corto plazo (horario). Se calcula en el mercado.</p> <p>- En cada barra es igual al precio de mercado por el factor de nodo (pérdida marginal real), cuando no hay restricción de transmisión activa. Si hay restricción, los precios se desacoplan (precio local).</p>	<p>- Precio de energía: costo marginal de corto plazo.</p> <p>- Este valor es aplicable en el nodo en que se ubica la unidad generadora marginal. Los costos en otros nodos se obtienen multiplicando el costo marginal por el factor de pérdidas de energía del nodo (pérdida marginal). Este factor se calcula para cada hora. De existir limitaciones de transmisión, se calculan costos marginales de manera separada para cada subistema.</p>	<p>- Precio de energía: costo marginal de corto plazo (horario). Precio básico se calcula en esquema a nodo único y se supone ubicado en el centro de carga del sistema. Valor se traslada a otros nodos con factor de penalización, que son pérdidas marginales calculadas para condiciones medias.</p>	<p>- Precio de energía: precio horario de la Bolsa. Es el precio ofertado por la unidad marginal no restringida, con nivel de generación superior a cero. Se calcula en nodo único (despacho ideal, sin considerar factores de nodo). El sobrecosto en que incurre un generador por diferencia entre despacho real (con restricciones de transmisión) e ideal le es retribuido.</p> <p>- La diferencia de costo entre despacho real e ideal es pagado por los generadores (50%) y por los comercializadores (50%), en proporción a la capacidad efectiva y demanda horaria, respectivamente.</p>	<p>- Precio de energía: costo marginal de corto plazo (horario). Precio básico se calcula en esquema a nodo único y se supone ubicado en el centro de carga del sistema. Valor se traslada a otros nodos con "factor de nodo", que son pérdidas marginales calculadas para condiciones reales.</p>

Anexo 1. Continuación

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Precios de generación regulados	<ul style="list-style-type: none"> - Se denomina precio estacional estabilizado. - Las empresas distribuidoras compran a este precio. - Precios: tres bandas de energía (punta, resto y valle), cargo por potencia y cargo por energía adicional. - Diferencia con respecto a costos marginales efectivos pagados a los generadores, se compensan al trimestre siguiente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se denominan precios de nodo. - Se reconoce como máximo precio de compra de la empresa de distribución para el cálculo del precio a consumidores regulados. - Precios: energía para bloques horarios y potencia. - Los precios de nodo son calculados cada seis meses (aplicándose a partir de mayo y noviembre) por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), y aprobados y publicados por la Superintendencia. - Se establecen fórmulas de reajuste para el periodo de vigencia, la que se aplica cuando la variación alcanza 10%. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se denominan precios de nodo. - Aplicables a empresas distribuidoras por la parte destinada a clientes menores de dos megavatios. - Es precio máximo. - Precios: potencia y energía. - Los precios de nodo son calculados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) cada seis meses aplicándose a partir de mayo y noviembre, y son publicados por el Ministerio de Economía. - El precio medio de nodo no puede diferir en más de 10% de los precios de contratos libres vigentes al momento de la fijación. - Se establecen fórmulas de reajuste para el periodo de vigencia, la que se aplica cuando la variación alcanza el 10%. 	<ul style="list-style-type: none"> - No existen. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se denominan tarifas en barra. - Aplicables a empresas distribuidoras por la parte destinada a clientes menores de dos megavatios. - Precios: energía en punta y fuera de punta y potencia. - Los precios de nodo son calculados cada seis meses (aplicándose a partir de mayo y noviembre), por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-Sinac) y aprobados y publicados por la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE). - El precio medio de nodo no puede diferir en más de 10% de los precios de contratos libres vigentes al momento de la fijación. - Se establecen fórmulas de reajuste para el periodo de vigencia, la que se aplica cuando la variación alcanza el 10%.



Anexo 1. Continuación

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Precio regulado de potencia	<ul style="list-style-type: none"> - El precio estacional de potencia incorpora el cargo por potencia puesta a disposición, potencia de reserva y servicios asociados a la potencia (costos de arranque, parada, operación forzada por necesidad de punta y tiempos mínimos de detención). - Se calcula considerando el ingreso de los generadores y las demandas de distribuidores y grandes usuarios. - Se aplican factores de adaptación, que toman en cuenta la calidad del vínculo entre el punto de conexión y el mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se aplica a la demanda máxima anual. - Es igual al precio <i>spot</i> de potencia. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se aplica a la demanda máxima anual. - Es igual al precio <i>spot</i> de potencia. - Las pérdidas marginales son las de un sistema adaptado. 		<ul style="list-style-type: none"> - Se aplica a la demanda máxima anual. - Es igual al precio <i>spot</i> de potencia.



Anexo 1. Continuación

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
<p>Precio regulado de energía</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Precio de energía: para horas de punta, resto y valle. Determinado como el promedio de los costos marginales de corto plazo del próximo trimestre. En el bloque de punta se incorpora el sobreprecio por riesgo de falla. - Se agrega la reserva para regulación de frecuencia y el cargo variable de transporte correspondiente a cada distribuidor. - Se aplican factores de nodo (pérdidas marginales) correspondientes a cada banda horaria. - En el precio de cada distribuidor se incorpora además la diferencia, si existió, en el trimestre anterior entre el precio estacional y el precio local, cuando el nodo se desvinculó del mercado. - El cargo por energía adicional se calcula para cubrir la diferencia de energía que se produce por la aplicación de factores de nodo por bloque y las pérdidas reales del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> - Precio de energía: se calcula como el promedio (ponderado y actualizado) de los costos marginales de corto plazo, para bloques horarios, para las siguientes 52 semanas. - El nodo de referencia para el precio básico de la energía es aquel en que esté ubicada la central que determina durante la mayor porción del tiempo el costo marginal durante los próximos doce meses. - Se calcula con un modelo matemático en barra única. El precio de energía en otros nodos es el precio base multiplicado por el factor de pérdidas correspondiente. Este factor se calcula para cada bloque horario y para el promedio para aquel año, de los próximos cuatro, en que se verifiquen las condiciones más adaptadas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Precio de energía: se calcula como el promedio (ponderado y actualizado) de los costos marginales trimestrales de corto plazo para los siguientes 24 a 48 meses (se usa 48 en el Sistema Interconectado Central-SIC y 24 en el Sistema Interconectado del Norte Grande-SING). - El precio base de energía se calcula con un modelo matemático en barra única (modelo GOL) y se supone corresponde al centro de carga del sistema (mercado). - El precio de energía en otros nodos es el precio base multiplicado por factores de penalización que consideran pérdidas marginales en condiciones medias. 		<ul style="list-style-type: none"> - Precio de energía: se calcula como el promedio (ponderado y actualizado) de los costos marginales de corto plazo, por bloque de demanda, para los siguientes 48 meses. - El precio base de energía se calcula con un modelo matemático en barra única (modelo Junín) y se supone corresponde al centro de carga del sistema (mercado). - El precio de energía en otras barras es el precio base multiplicado por el factor de pérdidas marginales correspondiente.



Anexo 1. Continuación

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Reserva rodante	<ul style="list-style-type: none"> - Cada generador debe aportar una reserva en giro proporcional a la requerida por el sistema. - La diferencia de reserva rodante aportada con respecto a la requerida es remunerada a un precio igual a la diferencia entre el costo marginal y el costo operativo de la unidad más barata que regula frecuencia, con un mínimo de 2 US\$/MWh. - La demanda es incrementada en la reserva rodante para efectos de determinar el costo marginal de energía. - Aproximadamente, un 3% de la demanda máxima. 	<ul style="list-style-type: none"> - Cada generador debe aportar una reserva en giro proporcional a la reserva requerida por el sistema, salvo que transe el compromiso con otro generador. 	<ul style="list-style-type: none"> - El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SIC designa unidades que cubren la reserva requerida. - No se paga por este servicio. 	<ul style="list-style-type: none"> - Está en estudio la creación de un mercado de reserva en giro. 	<ul style="list-style-type: none"> - El COES determina el porcentaje de reserva en giro requerido. Los generadores con excedente reciben un pago de parte de aquellos con déficit. - El precio por pagar es el marginal del sistema. Es igual a 2 US\$/MWh en situación de rebase.
Reserva fría	<ul style="list-style-type: none"> - Se hace un remate semanal por oferta de potencia y precio por reserva fría. - El precio de corte se paga a todas las máquinas aceptadas. - Reserva fría del orden de 3% de la demanda máxima. 	<ul style="list-style-type: none"> - No existe este ítem. 	<ul style="list-style-type: none"> - No existe este ítem. 	<ul style="list-style-type: none"> - No existe este ítem. 	<ul style="list-style-type: none"> - No existe este ítem.



Anexo 1. Continuación

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Reserva rodante	<ul style="list-style-type: none"> - Cada generador debe aportar una reserva en giro proporcional a la requerida por el sistema. - La diferencia de reserva rodante aportada con respecto a la requerida es remunerada a un precio igual a la diferencia entre el costo marginal y el costo operativo de la unidad más barata que regula frecuencia, con un mínimo de 2 US\$/MWh. - La demanda es incrementada en la reserva rodante para efectos de determinar el costo marginal de energía. - Aproximadamente, un 3% de la demanda máxima. 	<ul style="list-style-type: none"> - Cada generador debe aportar una reserva en giro proporcional a la reserva requerida por el sistema, salvo que transe el compromiso con otro generador. 	<ul style="list-style-type: none"> - El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SIC designa unidades que cubren la reserva requerida. - No se paga por este servicio. 	<ul style="list-style-type: none"> - Está en estudio la creación de un mercado de reserva en giro. 	<ul style="list-style-type: none"> - El COES determina el porcentaje de reserva en giro requerido. Los generadores con excedente reciben un pago de parte de aquellos con déficit. - El precio por pagar es el marginal del sistema. Es igual a 2 US\$/MWh en situación de rebase.



Anexo 1. Continuación

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Reserva fría	<ul style="list-style-type: none"> - Se hace un remate semanal por oferta de potencia y precio por reserva fría. - El precio de corte se paga a todas las máquinas aceptadas. - Reserva fría del orden de 3% de la demanda máxima. 	- No existe este ítem.	- No existe este ítem.	- No existe este ítem.	- No existe este ítem.
Energía reactiva	<ul style="list-style-type: none"> - Cada generador se compromete a entregar potencia reactiva de acuerdo con las características de operación declarada para sus máquinas. Es penalizado si no pone a disposición la potencia comprometida y solicitada por Cammesa (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico). El monto de esta penalización es pagado al generador que reemplaza al generador penalizado. 			<ul style="list-style-type: none"> - Es responsabilidad del transportista, pues forma parte del concepto de restricciones de la red (diferencia entre despacho ideal y real). 	<ul style="list-style-type: none"> - Con el pago de recargos de clientes con bajo factor de potencia, se alimenta un fondo para remunerar a los generadores que aportan potencia reactiva.



Anexo 1. Continuación

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Situaciones de racionamiento			<p>- En caso de racionamiento, originado por déficit de generación, situación que debe ser reconocida por la autoridad, las empresas generadoras deben compensar a los usuarios de tarifas reguladas por los déficits.</p> <p>- Compensaciones a usuarios libres están en función de las condiciones del contrato.</p>	<p>- Está en estudio el Código de Racionamiento. Existe la idea de que las cuotas de racionamiento se transen en el mercado.</p>	<p>- En caso de racionamiento, originado por déficit de generación, las empresas generadoras deben compensar a los usuarios de tarifas reguladas por tales déficits.</p> <p>- Compensaciones a usuarios libres están en función de las condiciones del contrato.</p>
Otros				<p>- Las empresas con generación térmica deben realizar contratos para garantizar, a largo plazo, el suministro de combustible.</p>	

Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería.

Definiciones de los términos utilizados en el sector eléctrico

Agentes. Denominación genérica que se da al conjunto de generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres.

Barra. Es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.

Bolsa de Energía. Sistema de información colombiano, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, sometido a las reglas del mercado mayorista. Su función principal es el intercambio de ofertas y demandas por parte de generadores y comercializadores de energía, hora a hora, con el fin que el administrador del sistema de intercambios ejecute los contratos de la Bolsa de Energía y liquide, recaude y distribuya los valores correspondientes a las partes y los transportadores.

Clientes regulados. Usuarios que tienen una demanda de potencia mensual inferior a 2.5 megavatios.

Cogeneración. Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica está destinada al consumo propio o de terceros.

Costos de explotación. Son los costos de operación, mantenimiento, renovación y reposición necesarios para mantener la vida útil y la calidad de servicio de las instalaciones durante el nuevo periodo de concesión.

Costo marginal de corto plazo. Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Este varía por barra o nodo.

Costo medio. Son los costos totales correspondientes a la inversión, la operación y el mantenimiento de un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.

Demanda. Demanda de potencia y/o energía eléctrica.

Energía firme. Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento

(95%) para las unidades de generación hidroeléctrica; y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.

Frontera comercial. El punto de conexión de generadores y comercializadores a las redes del Sistema de Transmisión Nacional, los Sistemas de Transmisión Regional y los Sistemas de Distribución Local de Colombia. Solo define el punto de medición, pero no la responsabilidad por las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución. Así, cada agente participante del mercado mayorista puede tener uno o más puntos de frontera comercial.

Generador. Titular de una concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida.

Grandes usuarios. Usuarios libres con una potencia contratada igual o superior a 10 megavatios, o agrupaciones de usuarios libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 megavatios.

Líneas de transmisión. Conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo. Se utilizan cuando no es factible producir la energía eléctrica en los centros de consumo o por no afectar al medioambiente. Estas líneas de transmisión buscan maximizar la eficiencia mediante la reducción de las pérdidas de energía.

Potencia efectiva. La electricidad que pueden producir las centrales. Es decir, el rendimiento real al que operan.

Potencia firme. Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad, de acuerdo con lo que defina el reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita.

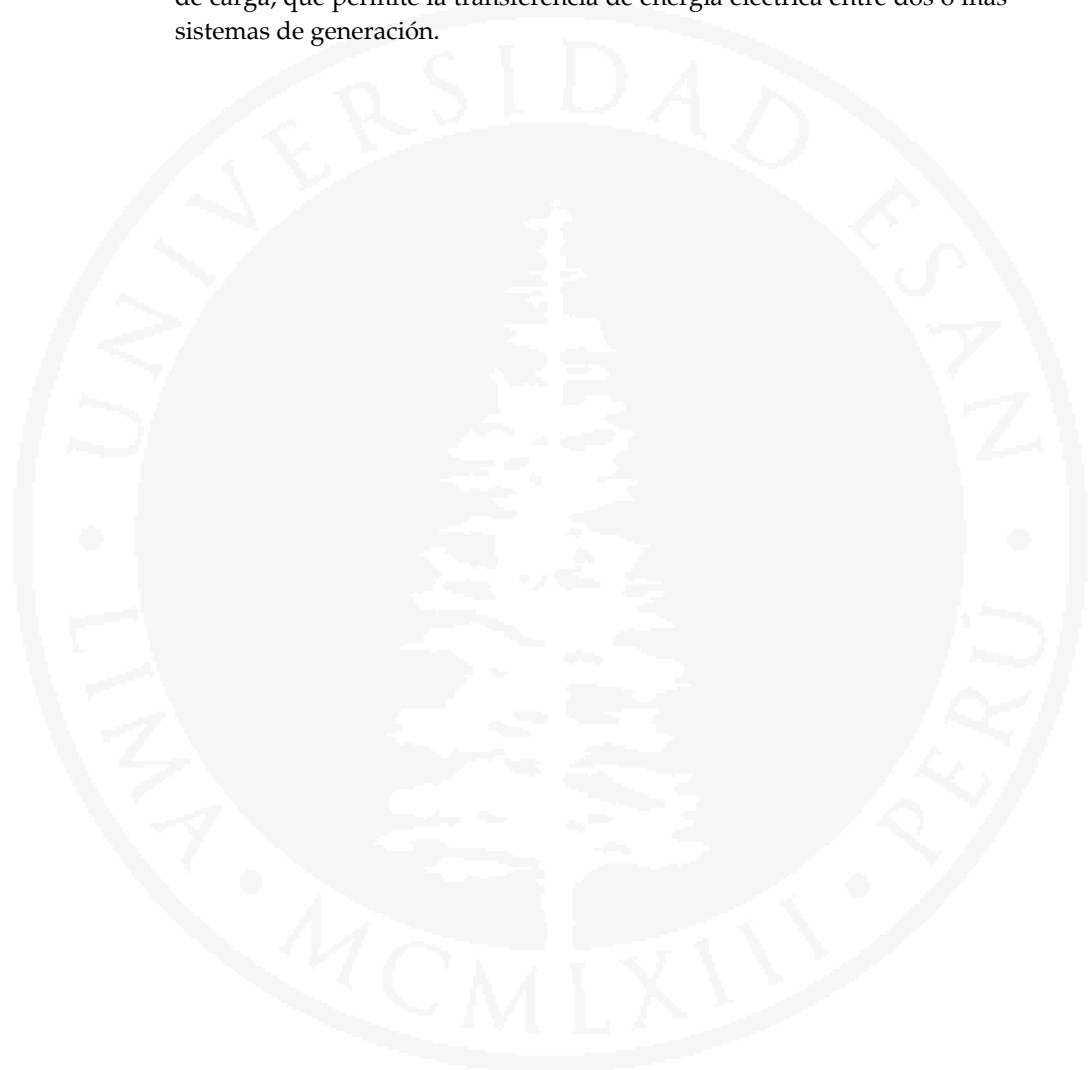
Potencia instalada. Capacidad máxima de generación eléctrica.

Precio en barra de sistemas aislados. Costo medio de generación y transmisión correspondiente a la inversión, la operación y el mantenimiento del conjunto de sistemas aislados de una empresa, en condiciones de eficiencia.

Precio de escasez. Este precio, establecido por la CREG y actualizado mensualmente a partir de la variación de un índice de precios de combustibles, tiene una doble función. Por un lado, indica a partir de qué momento las Obligaciones de Energía Firme (OEF) son exigidas y, por el otro, es el pre-

cio al que será remunerada la energía entregada cuando tales obligaciones sean requeridas.

Sistema interconectado. Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.



La Bolsa de Energía de Colombia

La Bolsa de Energía es un mercado que permite a los generadores y comercializadores negociar la energía. El mecanismo de transacciones en la bolsa comprende tres etapas, en función del día de operación:

- a) *Preoperación.* Las empresas generadoras presentan diariamente, antes de las 8:00 de la mañana, una disponibilidad esperada y un único precio (precio de oferta) para cada hora del día siguiente. Con esta información, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) ejecuta la liquidación de los contratos para cada una de las horas.

Por otro lado, sobre la base de esta información, el Centro Nacional de Despacho (CND) estima el programa para cubrir la demanda esperada del día siguiente. Este programa horario es enviado a los generadores antes de las 2:45 de la tarde del mismo día, para ser aplicado al día siguiente. Si ocurren eventos extraordinarios el resto del día, se recalculan los despachos.

- b) *Operación.* Es la etapa en la cual se compensa la energía que el sistema va demandando, de manera efectiva, durante el día (demanda real).
- c) *Posoperación.* Se determina el precio en bolsa. Para llevar a cabo este proceso, se reúne la información acerca de la generación real de cada empresa en cada hora del día anterior y de la demanda reportada por los contadores de los comercializadores. A partir de estos datos se define un despacho ideal; es decir, el despacho que debería haberse realizado si se hubieran utilizado los recursos de generación más eficientes para atender la demanda.

Perú: Procedimiento para obtener una concesión para la generación de energía hidroeléctrica

Concesión temporal

Según la Ley de Concesiones Eléctricas (D. L. 25844, artículo 23) y su respectivo Reglamento (D. S. 009-93-EM, artículos 30 al 36) (Minem, 2009, marzo), se puede solicitar la concesión temporal de generación cuando se desarrollen estudios sobre generación de energía eléctrica previendo utilizar recursos hidráulicos.

Los requisitos establecidos en el artículo 30 del Reglamento e ítem CE02 del anexo N.º 1 del Texto Único de Procedimientos Administrativos (TUPA) del Ministerio de Energía y Minas (Minem, s. f.: 24-25) son los siguientes:

- a) Solicitud de Concesión Temporal dirigida al Director General de Electricidad, en donde se incluye la identificación y el domicilio legal del peticionario y el pago del TUPA (40% UIT).
- b) Copia de autorización del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA), autorización consentida de uso de recursos naturales (agua) de propiedad del Estado para la ejecución de obra, cuando corresponda.
- c) Memoria descriptiva y plano general del anteproyecto en coordenadas UTM (PSAD 56) de los vértices del área donde se llevarán a cabo los estudios. El citado plano deberá contar con la firma y el sello del profesional responsable.
- d) Descripción y cronograma de los estudios por ejecutar.
- e) Presupuesto del estudio.
- f) Garantía en beneficio del Ministerio de Energía y Minas, vigente durante el plazo de concesión solicitado, por un monto equivalente al 10% del presupuesto de los estudios. Para el caso de concesión temporal relacionada con la actividad de generación, solo quedarán comprendidas las solicitudes de concesión temporal cuya potencia instalada sea igual o superior a 750 MW y/o en el caso específico que se requieran servidumbres sobre bienes de terceros.

La Dirección evaluará la solicitud presentada dentro del plazo de cinco días hábiles para determinar si cumple con los datos y requisitos de admisibilidad establecidos.

En caso de ser aceptada la solicitud, la Dirección General de Electricidad tendrá un plazo de 30 días hábiles, a partir de haber sido declarada conforme, para evaluar el expediente. Cabe destacar que la concesión temporal no tiene carácter exclusivo, por lo que se puede otorgar concesión temporal para realizar estudios de centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión dentro de las mismas áreas a más de un petionario a la vez.

El plazo máximo para la concesión temporal será de dos años, pudiendo renovarse por una sola vez a solicitud del petionario, por un periodo no mayor de un año.

Concesión definitiva

Sobre la base de la Ley de Concesiones Eléctricas (D. L. 25844 artículos 6, 22, 25, 26 y 28) y su respectivo Reglamento (D. S. 009-93-EM artículos 37 al 43, 53 y 54) (Minem, 2009, marzo), se puede solicitar la concesión definitiva de generación para aquellas actividades de generación de energía eléctrica que utilicen recursos hidráulicos cuya potencia sea superior a 20 megavatios.

Los requisitos establecidos en el artículo 30 del Reglamento e ítem CE02 del anexo 1 del Texto Único de Procedimientos Administrativos (TUPA) del Ministerio de Energía y Minas (Minem, s. f.: 13) son:

- a) Solicitud de Concesión Definitiva dirigida al Director General de Electricidad, en donde se incluye la identificación y el domicilio legal del petionario y el pago del TUPA (50% UIT).
- b) Copia de autorización consentida de uso de recursos naturales (agua) de propiedad del Estado para la ejecución de obra, cuando corresponda.
- c) Memoria descriptiva y planos completos del proyecto, con los estudios del proyecto a un nivel de factibilidad, por lo menos.
- d) Calendario de ejecución de obras, con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial.
- e) Presupuesto del proyecto.
- f) Especificación de servidumbres requeridas.
- g) Delimitación de la zona de concesión en coordenadas UTM (PSAD 56) y contrato formal de suministro de energía, en el caso de concesiones de distribución.
- h) Resolución directoral aprobatoria del Estudio de Impacto Ambiental.
- i) La garantía de fiel cumplimiento de ejecución de obras que señale el Reglamento.

- j) Sustento verificable del compromiso de los inversionistas para el aporte de capital con fines de la ejecución de las obras, en caso de concesión de generación.
- k) Informe favorable emitido por una entidad clasificadora de riesgo calificada, respecto de la solvencia financiera del solicitante, tratándose de concesión de generación.
- l) Garantía en beneficio del Ministerio de Energía y Minas equivalente al 1% del presupuesto del proyecto, con un tope de 500 UIT; debe mantenerse vigente durante el todo el procedimiento administrativo hasta la puesta en operación comercial.

Se efectuará la evaluación de los datos de la solicitud y los requisitos dentro de los cinco días hábiles siguientes a la presentación para declarar la admisibilidad del expediente. Cumplidos los requisitos, la autoridad competente notificará al solicitante la admisión a trámite del expediente de concesión definitiva y notificará el texto del aviso de petición para efectos de publicaciones, conforme al artículo 25 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

De ser procedente la solicitud, la Dirección notificará al peticionario el proyecto de resolución suprema y de contrato de concesión para que se verifiquen los datos numéricos, técnicos y de ubicación consignados.

Para el otorgamiento de la concesión definitiva, el peticionario deberá presentar a la entidad competente el certificado de conformidad emitido por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), sustentado con un Estudio de Preoperatividad. El COES establecerá el procedimiento que se requiera para este efecto, el cual deberá ser aprobado por Osinergmín.

Colombia: Procedimiento para obtener una concesión para la generación de energía hidroeléctrica

Entre las funciones del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial se encuentra el otorgamiento de las licencias ambientales para la construcción y operación de centrales de generación hidroeléctrica con capacidad instalada igual o superior a 100 megavatios. Las corporaciones autónomas regionales otorgan permisos para capacidad instalada mayores a 10 megavatios e inferiores a 100 megavatios (Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 2010, abril: 6 y 9).

Será necesario presentar una póliza de cumplimiento o garantía bancaria hasta por dos años más sobre la vida útil del proyecto.

Decreto 1753 de 1994

CAPÍTULO II

LA LICENCIA AMBIENTAL: NATURALEZA, MODALIDADES Y EFECTOS

[...]

ARTÍCULO 3. Contenido. La Licencia Ambiental contendrá:

1. La identificación de la persona natural o jurídica, pública o privada a quien se autoriza el proyecto, obra o actividad, indicando el nombre, razón social, documento de identidad y domicilio.
2. Localización y descripción del proyecto, obra o actividad.
3. Consideraciones y motivaciones que han sido tenidas en cuenta para el otorgamiento de la Licencia Ambiental.
4. Término de la Licencia Ambiental.
5. Señalamiento de todos y cada uno de los requisitos, condiciones y obligaciones que debe satisfacer y cumplir el beneficiario de la Licencia Ambiental.
6. Las consecuencias del incumplimiento de los requisitos, condiciones y obligaciones impuestos al beneficiario de la Licencia Ambiental, conforme a la Ley y los reglamentos.

PARÁGRAFO 1. Cuando el beneficiario de una Licencia Ambiental deba prestar una póliza de cumplimiento o una garantía bancaria, a favor de la autoridad ambiental competente, según ésta lo determine teniendo en cuenta los riesgos inherentes del proyecto, obra o actividad y otras garantías ya constituidas, con el fin de asegurar el cumplimiento de los términos, requisitos, condiciones exigencias u obligaciones, de la Licencia Ambiental, tales garantías serán prestadas hasta por un máximo del 30% del valor anual del plan de manejo.

La póliza deberá ser renovada anualmente y tendrá vigencia durante la vida útil del proyecto, hasta por dos años más a juicio de la autoridad ambiental. (Régimen Legal de Bogotá D. C., s. f. b).

Cabe la prioridad sobre el recurso hídrico del titular del permiso con relación a cualquier otro solicitante de una concesión, siempre que el permiso para el estudio se encuentre vigente.

El otorgamiento del permiso concede a su titular la exclusividad para efectuar los estudios durante su vigencia. Esto implica que el titular del permiso puede bloquear a otro interesado en iniciar o realizar la misma actividad para la que solicita la concesión en una determina cuenca o afluente.

El permiso puede ser objeto de prórroga, siempre que este no se haya dejado de ejecutar.

Ley 143 de 1994

CAPÍTULO XI

DEL CONTRATO DE CONCESIÓN

[...]

ARTÍCULO 57. La competencia para otorgar contratos de concesión se asigna en la siguiente forma: a la Nación, los relacionados con la generación, interconexión y redes de transmisión entre regiones; a los departamentos, lo concerniente a las redes regionales de transmisión; y al municipio, lo atinente a la distribución de electricidad. Corresponderá a la Comisión de Regulación de Energía y Gas precisar el alcance de las competencias señaladas.

[...]

ARTÍCULO 62. El término de duración del contrato de concesión será fijado, en cada caso, por la entidad concedente y no podrá exceder de treinta (30) años, contados desde la fecha fijada contractualmente o, a falta de ella, desde el momento de perfeccionamiento del contrato. Así mismo, el concesionario podrá solicitar su renovación hasta por veinte (20) años, con una anticipación no mayor de treinta y seis (36) meses ni menor de doce (12) meses al vencimiento del plazo del contrato. El concedente resolverá sobre el otorgamiento de la prórroga dentro de los seis (6) meses siguientes a la petición, atendiendo a criterios técnicos, económicos, operativos y ambientales. (Régimen Legal de Bogotá D. C., s. f. b).

Los requisitos para la inscripción de proyectos de generación hidroeléctrica en las diferentes fases, según la Resolución 638 de diciembre de 2007, son los siguientes:

Primera fase	Segunda fase	Tercera fase
- Formato de registro de proyectos de generación de energía eléctrica - primera fase.	- Formato de proyectos de generación de energía eléctrica - segunda fase.	- Formato de proyectos de generación de energía eléctrica - tercera fase.
- Certificado vigente de constitución y gerencia de la entidad promotora ante la Cámara de Comercio.	- Formato de características específicas de proyectos de generación hidráulica - segunda fase.	- Formato de características específicas de proyectos de generación hidráulica - tercera fase.
- Constancia de finalización de estudios de prefactibilidad, expedida por la empresa que adelantó los diferentes estudios.	- Certificado vigente de constitución y gerencia de la entidad promotora ante la Cámara de Comercio.	- Certificado vigente de constitución y gerencia de la entidad promotora ante la Cámara de Comercio.
- Resumen del estudio de prefactibilidad.	- Constancia de finalización de estudios de factibilidad, expedida por la empresa que adelantó los diferentes estudios.	- Licencia Ambiental expedida o auto o acto administrativo, certificación mediante la cual la autoridad ambiental, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial o Corporación Autónoma Regional respectiva decide que el proyecto no requiere licencia ambiental.
- Copia de la carta con radicado del Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial o la Corporación Autónoma Regional respectiva, en donde el promotor solicita a dichas entidades el inicio de los trámites para la obtención de la licencia ambiental del proyecto.	- Auto o acto administrativo mediante el cual la autoridad ambiental, Ministerios de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial o Corporación Autónoma Regional respectiva decide sobre la alternativa o establece que el proyecto no requiere licencia ambiental.	- Cronograma de ejecución del proyecto.
- Mapa de localización del proyecto.	- Resumen del estudio de factibilidad.	- Esquema financiero definitivo.
	- Información respecto de posible esquema financiero.	- Esquema empresarial definitivo.
	- Información respecto de posible esquema empresarial	- Concepto de aprobación de la conexión a la red emitido por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).
	- Información respecto de posible esquema empresarial.	- Constancia por parte de empresa de ingeniería en donde se indique que han finalizado los diseños del proyecto.
	- Diseños de ejecución.	

Fuente: CREG, s. f. b.
Elaboración propia.

Perú: Procedimiento para la fijación de tarifas en barra

(Tomado textualmente de Alarcón y Rocha, 2008: 21-23)

Las tarifas en barra que remuneran las actividades de generación y transmisión, son fijadas anualmente por Osinerg [hoy Osinergmín] y deben entrar en vigencia en mayo de cada año. Para ello se efectúan los cálculos correspondientes según el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas, que establece que será el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) el que se encargará de:

- Hacer una proyección de la demanda para los próximos 24 meses tomando en cuenta el programa de obras de generación y transmisión posibles de entrar en vigencia durante ese periodo. Esta proyección, asimismo, considerará la oferta y la demanda extranjeras sobre la base de datos históricos de las transacciones del último año.
- Determinar un programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para dicho periodo de 24 meses. Se debe considerar las series hidrológicas históricas, los embalses, los costos del combustible y la tasa de actualización de 12%. El periodo de estudio no sólo considerará la proyección de 24 meses, sino también los 12 meses anteriores al 31 de marzo de cada año, de los cuales se tomará en cuenta la demanda y el programa de obras históricas.
- Calcular los costos marginales esperados de corto plazo de energía del sistema, según los bloques horarios que establezca la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Programa de Operación o periodo de estudio, que incluye la proyección de los 24 meses y los 12 meses históricos.
- Determinar el precio básico de energía por bloques horarios de dicho periodo de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales calculados y la demanda, actualizados al 31 de marzo del año correspondiente.
- Determinar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema, así como calcular la anualidad de la inversión según la tasa de actualización del 12%. Según la metodología de este procedimiento, se determina que el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional

durante las horas de máxima demanda anual del sistema eléctrico es una turbina a gas del tipo industrial operada con petróleo diésel. Se indica además que la revisión de esta unidad se hará cuando la operación se realice con un combustible más económico [como el gas natural].

- Determinar el precio básico de la potencia de punta y el precio de la potencia de punta en barra para cada una de las barras del sistema. Para dicho fin se multiplica el precio básico de la potencia de punta por el respectivo factor de pérdidas de potencia, agregando a este producto el peaje por conexión.
- Determinar el precio de energía en barra para cada una de las barras del sistema, para lo cual se multiplica el precio básico de la energía de cada bloque horario por el factor de pérdidas de energía.
- Finalmente, calcular para cada una de las barras del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión.

Metodologías de estimación del costo del capital en mercados emergentes

(Tomado textualmente de Campos, Blas, Samanamud y Torricelli, 2007)

Para cualquier inversionista que tiene acceso al mercado global, la tasa libre de riesgo relevante es la exigida a nivel global (r_g), considera un portafolio diversificado global (r_{mg}) y un beta global (β_g). Si bien este planteamiento es aplicado en países desarrollados, no es aplicable en mercados emergentes porque la *beta* global no captura la totalidad del riesgo (Corbo, 2003).

$$k_E = r_g + \beta_g \times (E(r_{mg}) - r_g)$$

CAPM local

Este modelo busca captar mejor los riesgos propios de un mercado emergente, asume que los mercados de capitales están segmentados. Se considera local cuando se hace referencia al país donde el inversor está presente. El CAPM local considera una tasa libre de riesgo local ($r_{fl} = r_{fg} + r_p$), que es la suma de tasa libre global (r_{fg}) más un premio por riesgo país (r_p), un retorno del portafolio local (r_{ml}) y un beta local (β_l) calculado contra un índice de acciones local. No obstante el riesgo país se estaría contabilizando doble, tanto en la tasa libre de riesgo local como en el beta. Al respecto, Godfrey y Espinosa (1996)¹ proponen un ajuste sobre el premio de mercado de $(1-R^2)$ ² para no considerar la doble contabilización, donde R^2 es la proporción del premio por riesgo que ya está incluido en la tasa de libre de riesgo local.

$$k_E = r_{fg} + r_p + \beta_l \times (E(r_{ml}) - r_{fl}) * (1 - R^2)$$

1. Espinosa, A. «A practical Approach to Calculating Emerging Market Costs of Equity», 1996.
2. R^2 = Coeficiente de determinación de la regresión de la variabilidad del mercado accionario local en la variabilidad del riesgo país. (Pereiro, 2002).

CAPM híbrido

Ajuste por beta país

Dado que el modelo anterior presenta problemas de medición, debido a que la información no está disponible o no es confiable en mercados pocos desarrollados, otra aproximación plantea usar un CAPM híbrido que combina el riesgo local y global, que parte del CAPM local pero considera un beta país (β_p) que muestra el monto de riesgo valorable que se le agregaría al portafolio global al incluir una unidad del portafolio local, un beta de una empresa o industria con características similares que tenga presencia en un mercado desarrollado (β_g) y la prima de mercado global (Lessard, 1996).

$$k_E = r_g + \beta_g \times \beta_p \times (E(r_{mg}) - r_g)^* (1 - R^2)$$

Este modelo hace dos ajustes, el primero relacionado con la correlación del mercado local con el mercado global, el cual consiste en multiplicar el beta país a la prima de mercado global para obtener la prima de mercado local, tal como se muestra en la siguiente ecuación³:

$$\beta_p \times (E(r_{mg}) - r_g) = (E(r_{ml}) - r_l)$$

El segundo, relacionado con el beta, en donde se utiliza una muestra de una industria similar que tenga presencia en una bolsa desarrollada, producto de la imperfección de los mercados emergentes.

Este modelo presenta algunos inconvenientes relacionados con la estimación de cuanto riesgo es doblemente contabilizado a través del doble ajuste a la tasa libre de riesgo y beta.

Ajuste por riesgo país

Otra aproximación del CAPM híbrido es estimar los valores a ser utilizados con datos de un mercado desarrollado, por lo general se utilizan datos del mercado de Estados Unidos, es decir, calcular el beta, la prima de mercado y tasa libre de riesgo con datos de un mercado desarrollado y hacerle los ajustes necesarios para adecuarlo a los mercados emergentes, el cual consiste en sumarle la tasa por riesgo país⁴. Este enfoque considera dos ajustes en el riesgo país, el primero,

3. Este método recomendado por Ibbotson en base a lo planteado por Lessard.

4. Véase: «Evaluación de Inversiones en Mercados Emergentes». Tong, 2003.

planteado por Damoradan (2002), relacionado con exposición del riesgo país, que es diferente dependiendo del sector en donde un inversor realice sus inversiones, y el segundo planteado por Sabal (2004) relacionado con la parte no diversificable del riesgo país; ambos autores consideran la letra λ .

$$k_E = r_g + \beta_g \times (E(r_{mg}) - r_g) + r_p * \lambda$$

Partiendo del enfoque de Damoradan, si suponemos que todas las empresas que operan en un mercado emergente tienen la misma exposición al riesgo país el λ este sería igual a 1, las empresas exportadoras tendrían un λ menor que 1. La dificultad de utilizar este ajuste pasa por la complejidad de estimar este valor y por la definición de las variables relevantes.

Volatilidades relativas⁵

La estimación mediante volatilidades relativas es planteada por el Bank of América y Goldman Sachs y ha sido utilizado en la valoración de empresas del Sector Eléctrico. Este método se fundamenta en el ajuste de volatilidades en base al ratio de la volatilidad de un mercado de acciones local (δ_l) y el mercado de acciones escogido (δ_i), considerando que los mercados emergentes son más volátiles que los desarrollados.

$$k_E = r_g + \beta_l \times (E(r_{lm}) - r_g) * \delta_i / \delta_l$$

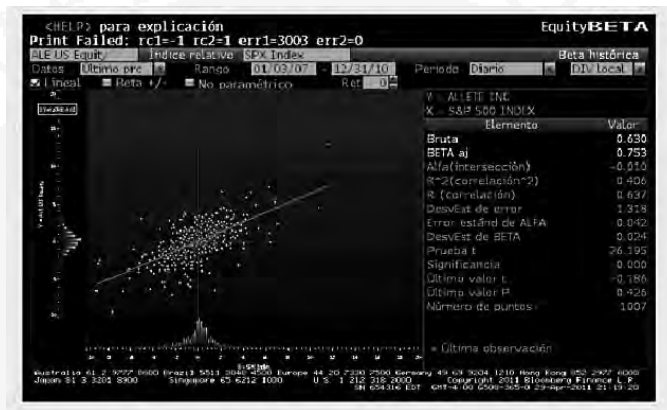
La crítica de este enfoque es que ignora los beneficios de la diversificación internacional de portafolios, sin embargo se sustenta el uso de este método en el hecho de que la calidad de la información en la elaboración de los flujos de caja es pobre.

5. Véase: Ogier, Rugman and Spicer, «The real Cost of Capital, a business field guide to better financial decisions», Financial Times, 2004.

Anexo 8

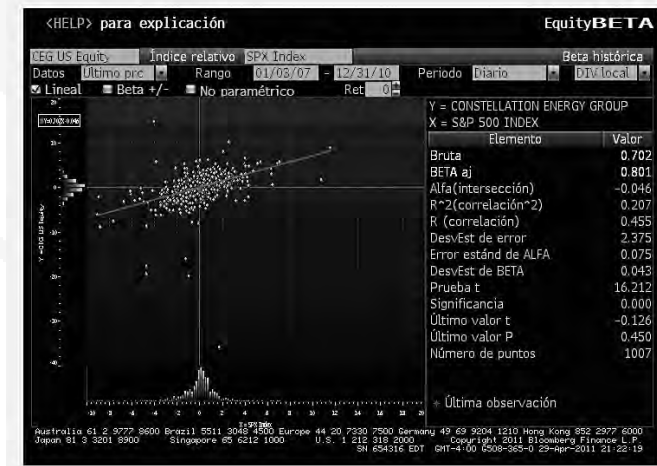
Betas Bloomberg

- Beta Allete Inc



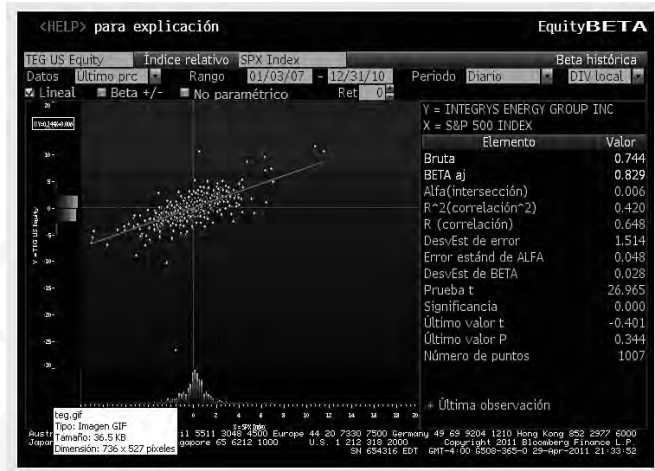
Fuente: Bloomberg

- Beta Constellation Energy Group



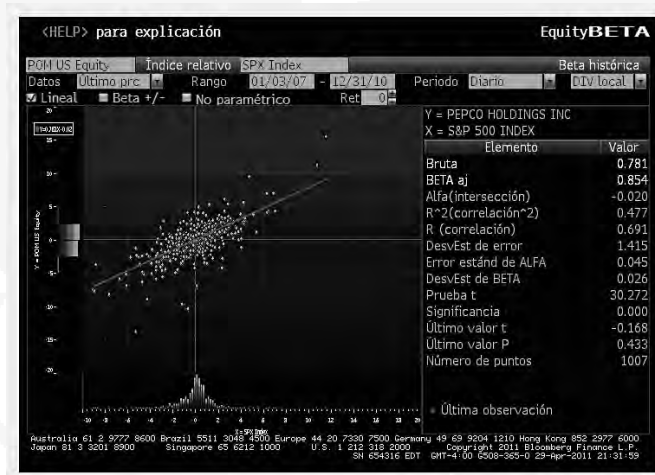
Fuente: Bloomberg

- Beta Integrys Energy Group Inc



Fuente: Bloomberg

- Beta Pepco Holding Inc



Fuente: Bloomberg

Sobre los autores

Alfredo MENDIOLA CABRERA

amendio@esan.edu.pe

Ph.D. en Management Finances por la Cornell University, Ithaca, Nueva York, máster en Business Administration por la University of Toronto, magíster en Administración (MBA) por la Universidad ESAN y bachiller en Ciencias con mención en Ingeniería de Sistemas por la Universidad Nacional de Ingeniería. Actualmente es profesor asociado del área de Finanzas, Contabilidad y Economía de la Universidad ESAN. Ha sido gerente de importantes empresas del medio y realizado consultoría en finanzas, análisis de inversiones, reestructuración empresarial y planeamiento para empresas de los sectores alimentos, bancario, minero, construcción y hotelero. Ha realizado diversos trabajos de investigación en su especialidad.

Julio ACUÑA BASTIDAS

julioab@gmail.com

Magíster en Administración (MBA) por la Universidad ESAN, máster en Marketing Intelligence por la ESIC Business & Marketing School (Madrid), ingeniero civil por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP), especialización en Gestión de Proyectos en la PUCP. Ha participado como administrador contractual para la constructora Odebrecht en la ejecución de varios proyectos de envergadura en el Perú, entre los cuales están la Carretera Interoceánica IIRSA Norte y el Muelle Sur del Callao. Actualmente se desempeña en el sector minería, como administrador de contratos para el proyecto Conga, en Minera Yanacocha S.R.L.

Danilo CAMPOS FLORES

daniocf@hotmail.com

Magíster en Administración (MBA) con mención en Dirección General por la Universidad ESAN, PADE en Finanzas Corporativas por la Universidad ESAN y economista por la Universidad Nacional Agraria La Molina. Ha seguido el curso de Modelamiento de Costos y Contabilidad Regulatoria en el programa de Formación de Alto Nivel para Organismos Reguladores y Operadores de la International Telecommunications Unit (ITU) en Buenos Aires, Argentina. Actualmente se desempeña como supervisor económico financiero del Organismo Supervisor de la Inversión en Infraestructura de Transporte de Uso Público (Ositrán); asimismo, se ha desempeñado como consultor de empresas del sector privado en la elaboración

de proyectos de inversión, como analista de proyectos en el Fondo de Inversión en Telecomunicaciones (Fitel) y como especialista en finanzas en el Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Telecomunicaciones (Osiptel).

Hernán MORENO MOTTA

hmoreno@esan.edu.pe moreno.hernan@gmail.com

Magíster en Administración (MBA) por la Universidad ESAN. Administrador de empresas. Experiencia como consultor en finanzas, en estructuración financiera de proyectos de inversión y valorización de empresas. Con iniciativa y creatividad en la generación de estrategias para el desarrollo de proyectos, habilidad para asumir roles de liderazgo con eficiencia e innovación, capacidad de coordinación y dirección de equipos de trabajo en los cuales se destacan habilidades de comunicación efectiva y organización.

Enrique SALINAS VARGAS

enrsal@hotmail.com

Magíster en Administración (MBA) por la Universidad ESAN, máster en Marketing Intelligence en ESIC Business & Marketing School (Madrid), Exchange Program en la UCLA Anderson School of Management, Los Angeles, California y economista por la Universidad Ricardo Palma. Experiencia profesional en gestión administrativa, comercial y manejo de cadena de abastecimiento en distribución de productos de consumo masivo y en el sector farmacéutico.

Carlos AGUIRRE GAMARRA

caguirre@esan.edu.pe

Magíster en Finanzas por la Universidad ESAN y economista con estudios en la Universidad Nacional Mayor de San Marcos y la Universidad Nacional del Callao. Ha seguido programas de especialización en Finanzas, Economía de las Telecomunicaciones y Administración Bancaria. Experiencia profesional de más de diez años en áreas financieras de empresas industriales y de servicios, así como en asesorías en reestructuraciones empresariales, evaluación de proyectos, valorización de empresas e implementación de sistemas de planeamiento y control de gestión. Ha elaborado y expuesto planes de reestructuración patrimonial en Indecopi e implementado sistemas de planeamiento y control de gestión y/o de tableros de control estratégico (BSC).

Impreso por
Cecosami Preprensa e Impresión Digital S. A.
en mayo del 2012
Calle Los Plateros 142, Ate
Lima, Perú
Teléfono 625-3535
ventas@cecosami.com
www.cecosami.com