



Proyectos de generación eléctrica en el Perú ¿Centrales hidroeléctricas o centrales térmicas?

Alfredo Mendiola
Carlos Aguirre
Oscar Aguilar
Suzete Castillo
Gerard Giglio
Walter Maldonado



**Proyectos de generación eléctrica en el Perú
¿Centrales hidroeléctricas o centrales térmicas?**

Proyectos de generación eléctrica en el Perú ¿Centrales hidroeléctricas o centrales térmicas?

Alfredo Mendiola • Carlos Aguirre • Oscar Aguilar
Suzete Castillo • Gerard Giglio • Walter Maldonado



esan
ediciones



ESAN/Cendoc

MENDIOLA, Alfredo ; AGUIRRE, Carlos ; AGUILAR, Oscar ; CASTILLO, Suzete ;
GIGLIO, Gerard ; MALDONADO, Walter

Proyectos de generación eléctrica en el Perú: ¿centrales hidroeléctricas o centrales térmicas? –
Lima : Universidad ESAN, 2012. – 130 p. – (Serie Gerencia para el Desarrollo; 28)

ANÁLISIS DEL RIESGO FINANCIERO / PROYECTOS DE INVERSIÓN /
EVALUACIÓN DE PROYECTOS / GENERACIÓN DE ENERGÍA / ENERGÍA
ELÉCTRICA / EMISIÓN DE BONOS / CARBONO / PERÚ

HD 9695 P4M45

ISBN 978-612-4110-09-2

Proyectos de generación eléctrica en el Perú: ¿centrales hidroeléctricas o centrales térmicas?

Serie Gerencia para el Desarrollo 28

ISSN de la serie: 2078-7979

© Alfredo Mendiola, Carlos Aguirre, Oscar Aguilar, Suzete Castillo, Gerard Giglio,
Walter Maldonado, 2012

© Universidad ESAN, 2012

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

www.esan.edu.pe

esanediciones@esan.edu.pe

Primera edición

Lima, octubre del 2012

Tiraje: 100 ejemplares

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N.º 201212410

DIRECCIÓN EDITORIAL

Ada Ampuero

CORRECCIÓN TÉCNICA, DE ESTILO Y EDICIÓN

Rosa Díaz

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
1. El problema de estudio	12
2. Objetivos	13
3. Justificación	14
4. Aspectos metodológicos	14
Capítulo 1. El sector energía	17
1. Panorama del sector	17
1.1. Perfil histórico	17
1.2. Marco regulatorio	18
1.3. Composición del sector	20
1.4. El mercado de energía eléctrica	21
2. La oferta de energía eléctrica	22
2.1. Estructura del mercado de generación	24
2.2. Estructura del mercado de transmisión	25
2.3. Estructura del mercado de distribución	27
3. La demanda de energía eléctrica	28
3.1. Evolución de la demanda	28
3.2. Matriz energética	30
4. Proyección del sector	31
4.1. Proyección de la demanda eléctrica	31
4.2. Proyección de la oferta eléctrica	35
Capítulo 2. Aspectos a considerar en proyectos de inversión en energía eléctrica	39
1. Generación hidroeléctrica y térmica	39
1.1. Diferencias económico-financieras entre las centrales hídricas y térmicas	40
1.2. Promoción del uso de gas natural	43

2. El mercado de Bonos de Carbono	46
2.1. Antecedentes	46
2.2. El origen: el Protocolo de Kioto	47
2.3. El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)	48
2.4. Proceso de certificación	50
2.5. Cotización y negociación de Bonos de Carbono	52
2.6. Proyectos en curso	54
Capítulo 3. Análisis de los riesgos de proyectos alternativos de inversión en energía eléctrica	57
1. Identificación y clasificación de los riesgos	58
2. Evaluación de los riesgos	60
3. Matriz de probabilidad e impacto de los riesgos	80
4. Análisis comparado de riesgos por tipo de generación	81
4.1. Calificación del proyecto hidroeléctrico	85
4.2. Calificación del proyecto termoeléctrico	85
Capítulo 4. Evaluación de proyectos alternativos de inversión en energía eléctrica	87
1. Marco de análisis	88
1.1. Evaluación de la inversión y el costo del capital	88
1.2. Valor presente ajustado	89
1.3. Capital Asset Pricing Model	90
1.4. Costo de oportunidad	93
2. Modelo a evaluar	96
2.1. El proyecto	96
2.2. Periodo de evaluación	98
2.3. Inversión estimada	98
2.4. Estructura de financiamiento	98
2.5. Ingresos	99
2.6. Producción de energía	103
2.7. Egresos operativos	104
2.8. Depreciación	104
2.9. Tratamiento del impuesto general a las ventas	106
2.10. Impuesto a la renta	107
2.11. Financiamiento	108

3. Resultados de la evaluación	109
3.1. Valor presente ajustado	112
3.2. Valor anual equivalente	112
3.3. Tasa interna de retorno	114
4. Sensibilidades	114
4.1. Sensibilidad independiente de las principales variables	115
4.2. Resultados de la sensibilización múltiple y simultánea (simulación Montecarlo)	115
Conclusiones	121
1. Conclusiones principales	121
2. Conclusiones adicionales	122
Bibliografía	125
Sobre los autores	129

Introducción

En las dos últimas décadas la demanda de energía en el Perú ha aumentado en forma sostenida como consecuencia del incremento de las inversiones, el crecimiento económico y los nuevos hábitos de consumo relacionados con el desarrollo. Ese crecimiento productivo ha estado concentrado en los sectores construcción, comercial, industrial y minero, que son los que más demandan energía eléctrica a escala nacional por constituir esta uno de los principales insumos de sus procesos productivos. Por esta razón, se ha apreciado un importante crecimiento de la demanda de electricidad, impulsada además por el dinamismo del mercado de clientes libres. Según la estadística oficial el país registró en el 2010 una demanda máxima de electricidad de 4579 megavatios (MW), estimándose que se requería un crecimiento de entre 400 y 500 MW al año para abastecer la demanda del mercado interno.

Frente a estas mayores necesidades, en el ámbito mundial el fenómeno del calentamiento global ha llevado a buscar nuevas alternativas para mantener un desarrollo sostenido y a la vez ser amigables con el medio ambiente. La manera de generar energía eléctrica desempeña un papel primordial en el logro de estos objetivos. Así, a partir del Protocolo de Kioto, se alienta el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) con alternativas que han generado un mercado paralelo de ingresos adicionales para la tecnología limpia. Esta situación ofrece al Perú la posibilidad de cubrir sus necesidades bajo

una matriz de producción de energía eléctrica que sea rentable, sostenible y amigable con el medio ambiente mediante el uso de los MDL¹.

En este contexto, considerando que la actual matriz de generación de energía eléctrica en el Perú está basada mayoritariamente en hidroeléctricas (57.2% del total) y, de manera complementaria, en el gas natural (35.6%), el carbón, el diésel y otros combustibles (7.2%), y teniendo en cuenta que la rentabilidad es uno de los criterios centrales para la toma de decisiones, el presente estudio evalúa en forma comparativa la viabilidad de tres opciones de generación de energía eléctrica: centrales hidroeléctricas, centrales térmicas de ciclo simple y centrales térmicas de ciclo combinado².

1. El problema de estudio

El Protocolo de Kioto, suscrito en 1997 que entró en vigor en el año 2004, fijó los límites máximos de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a escala nacional, pero también abrió la posibilidad a las empresas que hubiesen superado su tope de adquirir proyectos de disminución de GEI para mantenerse dentro de los límites aprobados. Las reducciones certificadas reciben CER, que se negocian internacionalmente en un mercado especializado, cuyo volumen ha crecido desde el 2005 a una tasa anual de alrededor de 50%. Expertos en el ramo opinan que este mercado puede llegar a convertirse en uno de los mayores a escala mundial y se espera que en el año 2012 pudiera llegar a triplicar el valor negociado en el año 2008 de US\$ 120 mil millones.

Buena parte de estas reducciones se pueden lograr en esta parte del planeta, siempre y cuando se consigan colocar estos certificados en el

1. La implementación de los MDL se propicia a través de la creación de Certificados de Emisión Reducida (CER), expresados en unidades de dióxido de carbono (CO₂), comercialmente conocidos como Bonos de Carbono, los cuales premian económicamente la reducción de emisiones de GEI.
2. Las centrales de ciclo simple transforman el calor generado por combustión de la fuente primaria en energía eléctrica, mientras que las de ciclo combinado utilizan dos tipos de turbinas para mover los alternadores (generadores): unas a gas y otras a vapor, lo que les permite obtener un 50% más de potencia de generación eléctrica.

mercado europeo a compañías que necesiten compensar su huella de carbono. A través de la negociación de los certificados del MDL se mejora la rentabilidad de los proyectos de inversión, se generan ingresos fiscales adicionales por el pago de impuestos resultantes de los nuevos proyectos y se crean más puestos de trabajo e inversión social en las comunidades, a la vez que se mitiga el cambio climático.

En el Perú, para el inversionista de una central eléctrica ¿qué tipo de alternativa de generación aporta más valor?, ¿cuánto más rentables hacen los Bonos de Carbono las distintas alternativas posibles? Intentemos una respuesta a través del caso de una central de 200 MW de potencia.

Se plantean las siguientes hipótesis:

- *Hipótesis 1:* En el Perú, una central hidroeléctrica aporta más valor que las centrales termoeléctricas a gas, sean de ciclo simple o combinado.
- *Hipótesis 2:* En el actual contexto de precios relativos en el Perú, las centrales térmicas son más rentables que las hídricas; sin embargo, al añadir el ingreso correspondiente a los Bonos de Carbono la relación se equilibra a favor de las hídricas.

2. Objetivos

El objetivo general del estudio es analizar la creación de valor en proyectos de generación hidroeléctrica y generación térmica de ciclo combinado en el Perú, considerando los efectos de los Bonos de Carbono.

Los objetivos específicos del estudio son:

- Presentar la demanda futura de energía eléctrica en el Perú.
- Describir las características y la composición del sector eléctrico peruano.
- Explicar el desarrollo del mercado de carbono en el Perú y el mundo.
- Evaluar la creación de valor de una inversión en generación eléctrica con y sin certificación MDL.

3. Justificación

Este proyecto se justifica por la necesidad de introducir en el análisis económico el factor de reducción de los niveles de emisión de GEI que se produce al generar energía eléctrica. Es necesario anotar que, a pesar de que las hidroeléctricas no requieren de combustibles fósiles y no generan directamente GEI durante su operación, estos sí se producen durante la fase de construcción del proyecto. Por otro lado, las generadoras termoeléctricas producen energía eléctrica a partir de la quema de combustibles fósiles como el petróleo, el gas natural o el carbón.

El módulo de evaluación, 200 MW de potencia, también responde a la realidad. En el Perú, el 92.8% de la energía eléctrica la generan hidroeléctricas y plantas térmicas de gas natural. En ambos tipos de centrales generadoras se alcanzan niveles de eficiencia aceptables (próximos al óptimo) en el rango de 100 a 300 MW de capacidad instalada. A esto se añade que las últimas licitaciones para la concesión de licencias para generar energía eléctrica realizadas por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Pro Inversión) establecieron una capacidad instalada de 200 MW. También las alternativas existentes de generación hídrica presentan un potencial semejante. Todo lo cual condujo a tomar 200 MW como módulo de capacidad instalada de referencia típica para el desarrollo de los modelos presentados.

Según la Carbon Finance Unit del Banco Mundial existe un impacto en la tasa interna de retorno (TIR) por la negociación de certificados MDL que fluctúa entre el 0.8% y el 2.6% en el caso de inversiones en tecnología hidroeléctrica.

En el estudio se analiza la factibilidad de mejorar el retorno para el caso peruano, tomando en cuenta el contexto en el que nos encontramos.

4. Aspectos metodológicos

No se hallaron empresas individuales con suficiente información disponible que pudieran considerarse como estrictamente comparables. También se constató que el acceso a la información detallada sobre la estructura de

costos de operación en cada tipo de central de generación es muy restringido. Aun así, se pudo superar estos inconvenientes mediante el acceso a información técnica estándar y a promedios reales elaborados por fuentes acreditadas como el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) y consultas confidenciales a un gran operador en el medio local.

Igualmente, se realizaron entrevistas a un panel de expertos de reconocido prestigio en el sector, las cuales fueron sistematizadas y analizadas.

La estructura lógica planteada en el estudio se muestra en la figura 1.

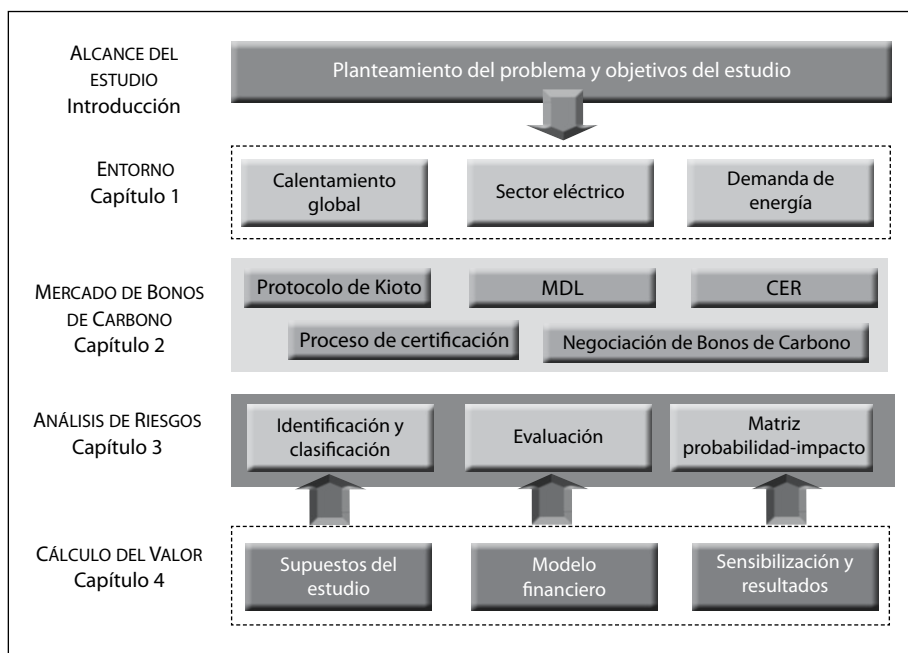


Figura 1. Estructura del estudio

Elaboración propia.

1

El sector energía

En este primer capítulo se analizará la composición del sector y su evolución, el marco legal bajo el cual se rige la generación, la transmisión y la distribución de energía eléctrica, y los principales actores que intervienen en él. También se destacarán los proyectos a desarrollarse en el corto plazo.

1. Panorama del sector

El principal tipo de energía que se utiliza es la eléctrica. Es más, el desarrollo económico y social de un país está ligado a su uso, ya que es el motor de la industria y de los servicios y hace posible mejorar la calidad de vida de las personas.

En el Perú el sector eléctrico es uno de los más dinámicos. Su actividad está sujeta a regulación, la cual tiene como objetivo que se brinde un servicio adecuado a toda la sociedad con por lo menos estándares mínimos de calidad. Participan de él tanto el Estado como la actividad privada.

1.1. Perfil histórico

Durante la década de 1970 la generación eléctrica en el Perú era incipiente y de carácter privado, mediante concesiones de mediano plazo y mediana envergadura, lo que implicaba un abastecimiento limitado a las principales ciudades y de poco alcance para las regiones alejadas del centro del país.

En 1972 se creó la Empresa de Electricidad del Perú S. A. (Electroperú), de propiedad del Estado, y se aumentó sustancialmente la capacidad de generación del sector. Los problemas aún no superados se circunscribían al aspecto tarifario y a la administración del sector, lo que se reflejaba en indicadores de consumo que nos ubicaban a la saga del resto de nuestros vecinos sudamericanos. A fines de esa década, todas las empresas del sector eran propiedad del Estado como consecuencia del proceso de estatizaciones llevado adelante.

Con el propósito de cambiar esta situación, en 1992 se promulgó el Decreto Ley 25844 (Ley de Concesiones Eléctricas). Las reformas que incorporó esta ley fueron, en primer lugar, la eliminación del monopolio del Estado sobre las actividades de generación y venta de energía, en la cual se distinguen tres etapas: 1) generación de energía, 2) transmisión y 3) distribución a los usuarios finales. Además, se promovió la inversión privada en proyectos del sector y se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinerg), como ente regulador de las tarifas y de la elaboración de estas.

La demanda nacional de electricidad ha crecido durante el último quinquenio a un promedio anual de 8%, principalmente por el auge de la minería y la industria. En el 2010 el sector produjo 4579 MW de energía eléctrica. A pesar de que el monto anual de las inversiones en electricidad ha aumentado en un promedio anual de 27%, todavía existe una gran brecha para sostener el abastecimiento adecuado de energía al país, por lo que se requiere invertir en nuevos proyectos en este sector.

1.2. Marco regulatorio

En 1992 también se aprobó la Ley 25962 (Ley Orgánica del Sector Energía y Minas), en la que se estableció el ámbito de dicho sector, las funciones y la estructura del ministerio que lo regula y sus dependencias, entre otros.

Durante la década de 1990 la nueva Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25844) y el proceso de privatización transformaron al mercado eléctrico de un monopolio estatal a un sector dinámico con alta participación del sector privado. Desde entonces, varias iniciativas legales han ayudado a que el sector sea más eficiente, las principales se resumen en la figura 1.1.

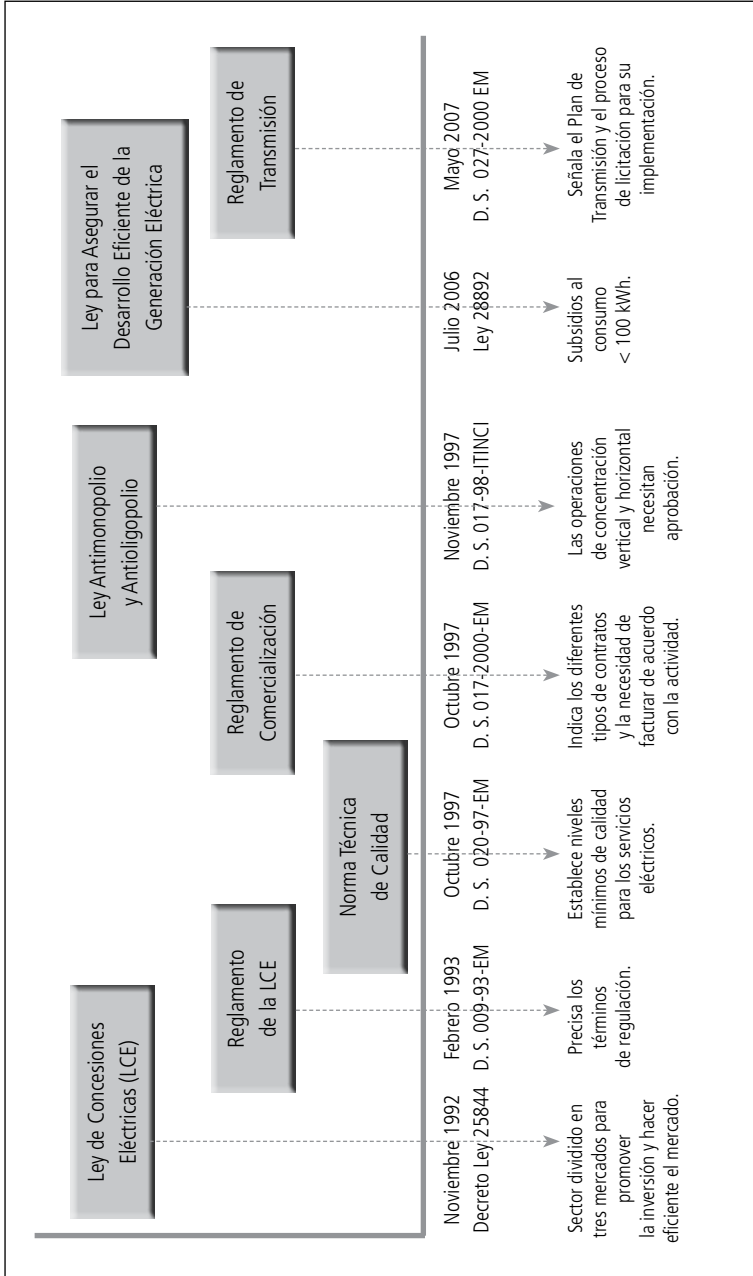


Figura 1.1. Perú: cronología del marco regulatorio del sector eléctrico, 1992-2007

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM).

1.3. Composición del sector

El sector eléctrico peruano está formado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) como organismo rector; el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmín), que reemplazó al Osinerg como organismo regulador; el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-Sinac); y las empresas eléctricas. La infraestructura del sector eléctrico está cubierta por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Como organismo rector, el MEM define las políticas energéticas del país y otorga las concesiones para la explotación de las diferentes etapas del negocio eléctrico. Osinergmín está encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de las actividades que se desarrollan en los subsectores electricidad e hidrocarburos.

El COES-Sinac es un organismo técnico que coordina la operación económica del SEIN al agrupar a las empresas eléctricas de generación, distribución y a los clientes, sean estos libres o regulados.

Durante el año 2004 se hicieron evidentes varios problemas de aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas. En respuesta a ello se promulgó, en 2006, la Ley 28832 para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. Esta ley tiene como principales objetivos: atraer mayor inversión para las actividades de generación y transmisión; solucionar la falta de contratos de largo plazo entre empresas generadoras y distribuidoras; y garantizar que los precios sean resultado de la interacción entre oferta y demanda. Entre los cambios que introduce se incluyen el establecimiento de licitaciones para la comercialización de energía entre compañías generadoras y distribuidoras, modificaciones en el esquema de transmisión y seguros para reducir el impacto sobre los costos de generación de eventuales interrupciones del suministro de gas natural.

En relación con el esquema de transmisión, para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, la nueva norma dispuso la reestructuración del COES, otorgándole funciones adicionales como la elaboración del Plan de Transmisión, el cual debe estar alineado con los criterios y los métodos que aprueba el Osinergmín, que deben ser refrendados por el

MEM, y la asignación de responsabilidades y el cálculo de compensaciones en el caso de transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)³.

El Plan de Transmisión, que se actualizará cada dos años, tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia; así, la aprobación de un determinado proyecto implicará su inclusión para formar parte de la remuneración de transmisión.

Otro cambio es el establecimiento del Sistema Garantizado de Transmisión, cuyas instalaciones resultan de un proceso de licitación pública, y el Sistema Complementario de Transmisión, cuyas instalaciones pueden realizarse mediante libre negociación con los agentes generadores y clientes libres. Además, se establece como cambio la adecuación de la NTCSE en lo referente al tratamiento de la transmisión.

De otra parte, entre los años 2006 y 2008 se publicaron normas que proporcionaron beneficios tributarios a los proyectos de generación de energía eléctrica⁴.

1.4. El mercado de energía eléctrica

El servicio eléctrico de hace 15 años, comparado con el actual, difiere sustancialmente en su capacidad de generación, transmisión y distribución. El costo para los consumidores ha disminuido, se ha reducido la congestión

3. Las empresas del sector eléctrico deben respetar y cumplir los estándares técnicos que incluyen: 1) el Código Nacional de Electricidad, Suministro y Utilización, que busca establecer los criterios técnicos de seguridad para los operadores de instalaciones eléctricas y usuarios finales; 2) la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, que instituye los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos; y 3) el Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector Electricidad, que establece las condiciones de seguridad e higiene ocupacional para todas las actividades eléctricas.
4. Estas normas fueron el Decreto Legislativo 1058, que dispuso el beneficio de la depreciación acelerada hasta de 20% anual para la inversión en proyectos hidroeléctricos y otros recursos renovables; y la Ley 28876, referida a la recuperación anticipada del impuesto general a las ventas (IGV) de electricidad en empresas que utilizan recursos hídricos y energías renovables.

en las líneas de transmisión eléctrica y la atención es más personalizada. Hoy, más hogares cuentan con este servicio, hay más alumbrado público y las empresas del sector patrocinan la iluminación de conventos y edificios históricos.

Es a partir de la década de 1990, con los procesos de privatización, que el sector pasa a tener una estructura mixta de empresas públicas y privadas. Asimismo, la inversión, que en 1996 era cercana a los US\$ 500 millones, llega en el año 2010 a cerca de US\$ 1700 millones; lo que significa que en 15 años se acumuló una inversión de US\$ 9500. Se duplicó así la oferta de la capacidad de generación, que pasó de 4462 MW a 8887 MW en 2010. Solo en ese año se incrementó la capacidad instalada de energía eléctrica en el país en 613.7 MW.

Por otro lado, gracias al gas natural se ha impulsado la instalación de centrales térmicas, que operan a un costo menor que las que emplean diésel. Además, gracias a las inversiones en proyectos de ciclo combinado, se aprovecha aún más el gas, casi duplicando la eficiencia energética con igual consumo y mucha menor contaminación.

Estas inversiones impulsaron el incremento en 7000 kilómetros de las líneas de transmisión, además se mejoró el mantenimiento y se ampliaron los sistemas de transmisión.

Respecto de la actividad de distribución, se pasó de una pérdida de entrega de 17% (1996) a alrededor de 7% (2010) como consecuencia del mejor mantenimiento de subestaciones, el recambio de líneas y postes de distribución, la revisión de medidores y la eliminación de conexiones clandestinas, entre otros factores. Asimismo, el ratio de acceso al servicio mejoró al pasar del 66% al 80%. Se tiene como objetivo llegar a un coeficiente de electrificación del 92% para el año 2018, a través de la mayor electrificación rural.

2. La oferta de energía eléctrica

La oferta de energía eléctrica está constituida por tres actividades: generación, transmisión y distribución de energía a consumidores finales.

La generación produce energía eléctrica de fuentes hidráulica, térmica y otras por parte de empresas de capital privado, estatal o mixto. Las empresas de este rubro son las encargadas de la producción y la planificación de la capacidad de abastecimiento. La característica principal de este mercado es ser de libre acceso, pero requiere de un gran monto de capital.

La distribución es el transporte de energía desde las subestaciones, o barras base, a los consumidores finales, vía líneas de transmisión de media tensión que antes de llegar al consumidor final se transforma a baja tensión (360 o 220 voltios [V]). Las distribuidoras reciben la energía de las generadoras o las transmisoras y se encargan de entregarla a la industria, el comercio, la población y los gobiernos locales para el servicio público.

La transmisión se refiere al transporte de energía desde los generadores hacia los centros de consumo y se compone de líneas o redes de transmisión y subestaciones de transformación, o barras base, y equipos de compensación reactiva. Las empresas en este rubro tienen como fin transferir la energía de las generadoras hacia los clientes finales a través de las líneas de transmisión. Los costos de conexión se calculan con base en una tarifa peaje que asumen las empresas generadoras ante los operadores de las líneas de transmisión.

El sistema en conjunto atiende a más de 4.8 millones de usuarios finales, entre clientes regulados y libres. Esta cadena productiva se muestra en la figura 1.2.

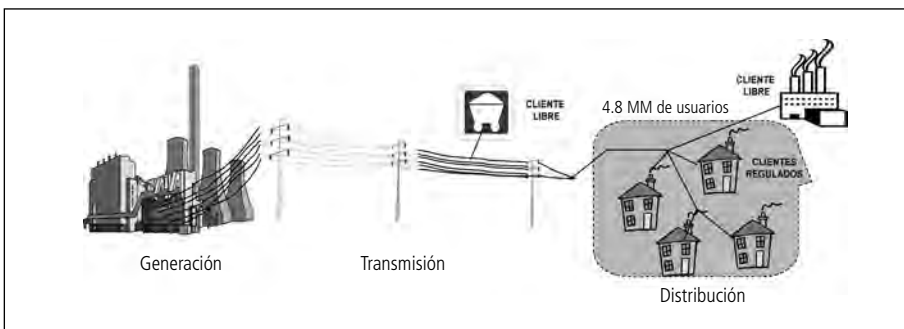


Figura 1.2. Perú: estructura de la oferta de energía eléctrica

Fuente: MEM.

2.1. Estructura del mercado de generación

En el Perú, la generación eléctrica es un mercado de libre competencia. Los precios *spot*⁵ se basan en costos marginales y son libres para los grandes clientes, se definen por contrato y varían según la negociación pactada entre las partes.

La potencia efectiva de las principales empresas generadoras del sector sumaba, a diciembre del 2010, 6463.39 MW. La participación de las centrales hidroeléctricas en la generación era de 57.2%, mientras que el 35.6% correspondía a centrales termoeléctricas de gas natural. El resto del parque generador (7.2%) operaba con otros combustibles (carbón, petróleos residuales y biomasa). Es necesario anotar que las unidades de ciclo combinado de centrales termoeléctricas a gas produjeron 3216.88 gigavatios-hora (GWh) (23.90%).

El despacho de energía eléctrica se realiza por etapas. El primer tipo de producción en salir al mercado proviene de las centrales hidráulicas debido a que cuentan con ventajas en sus costos y son menos contaminantes. Las siguientes en ingresar al mercado son las centrales a gas natural. Cuando existe alta demanda, las centrales a petróleo residual también hacen su ingreso, lo que determina un aumento en el costo marginal de generación por kW y el consiguiente incremento del precio *spot*.

El cuadro 1.1 muestra la producción por empresa.

La energía producida se transporta desde las subestaciones, o barras base, a los consumidores finales vía líneas de transmisión de media tensión la cual, antes de llegar al consumidor final, se transforma a baja tensión (360 o 220 V).

5. Es el precio de la energía eléctrica que se define en función del costo marginal. Según el COES, se considera costo marginal aquel en que se incurre para producir una unidad adicional de energía o, alternativamente, el equivalente al ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

Cuadro 1.1. Perú: producción de energía eléctrica por empresa, 2009-2010

Empresa	Producción de energía SEIN (GWh)		
	2010	2009	Variación (%) (2010/2009)
Aipsa	77.5	1.8	4,171.4
Celepsa	720.6	0.2	395,791.7
Chinango	1,023.1	608.6	68.1
E. Santa Cruz	53.0	22.5	135.5
Edegel	7,579.2	7,694.3	(1.5)
Eepsa	683.7	579.8	17.9
Egasa	895.8	742.9	20.6
Egemsa	722.3	757.7	(4.7)
Egenor	2,116.1	2,208.7	(4.2)
Egesur	105.4	102.3	3.1
Electroperú	7,223.8	7,167.9	0.8
Enersur	4,687.5	4,749.7	(1.3)
Gepsa	18.0	19.1	(5.8)
Kallpa	3,211.1	1,237.9	159.4
Maja Energía	7.6	—	—
S. M. Corona	146.8	147.8	(0.7)
San Gabán	592.4	736.1	(19.5)
SDF Energía	203.6	187.4	8.6
Shougesa	38.5	132.9	(71.0)
Sinersa	28.3	—	—
SN Power Perú	1,526.5	1,671.6	(163.1)
Termoselva	764.9	1,038.1	(26.3)
Total	32,425.8	29,807.3	8.8

Fuente: Osinergmín.

2.2. Estructura del mercado de transmisión

El servicio de transmisión de energía eléctrica se encuentra regulado. La recuperación de la inversión en este subsector está garantizada a través de los contratos de concesión que cada empresa suscribe con el MEM.

La operación se efectúa a través del SEIN, que en la actualidad agrupa cerca de 16,000 kilómetros de líneas de transmisión, con diversa capacidad de transporte (desde los 30 hasta los 220 kV). El SEIN lo integra un sistema principal de transmisión (SPT) y un sistema secundario (SST).

La Red de Energía del Perú (REP) desarrolla sus actividades en el rubro de transmisión y garantiza el óptimo funcionamiento del SEIN a través de sus dos centros de control, los cuales se encuentran ubicados en Lima y Arequipa. Desde ellos se realiza toda la operación y el control del sistema de transmisión de la REP.

En el cuadro 1.2 se presentan las principales empresas transmisoras.

Cuadro 1.2. *Perú: principales empresas de transmisión de energía, 2010*

Empresa	Fecha de ingreso al sistema
Abengoa Transmisión Norte S. A.	12 de octubre de 2010
Compañía Transmisora Norperuana S. R. L.	19 de junio de 2008
Consortio Energético de Huancavelica S. A.	19 de junio de 2008
Red Eléctrica del Sur S. A.	19 de junio de 2008
Consortio Transmantaro S. A.	10 de junio de 2008
Eteselva S. R. L.	10 de junio de 2008
Interconexión Eléctrica ISA Perú S. A.	10 de junio de 2008
Red de Energía del Perú S. A.	10 de junio de 2008

Fuente: Osinergmín.

Es necesario indicar que por lo general las líneas de transmisión que cubren mayor extensión del territorio nacional las operan las empresas de transmisión. Sin embargo, algunas empresas generadoras y distribuidoras también poseen redes de transmisión local para efectuar la entrega y el retiro de la energía a los usuarios.

El sistema principal del SEIN permite el intercambio de energía y potencia en cualquier nodo de la red, mientras que el sistema secundario permite que generadoras o distribuidoras se conecten al SPT. En el cuadro 1.3 se muestra el tamaño del mercado de las principales líneas de transmisión.

Cuadro 1.3. *Perú: longitud de líneas de transmisión del SEIN, 2010*

Líneas	220 kV			138 kV			69,33 kV
	Un circuito	Dos circuitos	Total	Un circuito	Dos circuitos	Total	
Sistema principal de transmisión	1,450.9	1,468.9	2,919.8	400.6	—	400.6	—
Sistema secundario de transmisión*	3,305.7	2,040.4	5,346.1	3,104.9	233.0	3,337.9	1,884.4
Total	4,756.7	3,509.3	8,265.9	3,505.5	233.0	3,738.5	1,884.4

* Considera el sistema secundario de la REP y las empresas generadoras.

Fuente: COES-Sinac.

2.3. Estructura del mercado de distribución

El mercado de distribución para el servicio público está regulado por Osinergmín y sus tarifas se calculan con base en modelos de empresas eficientes.

A fines del 2010 existían 10 empresas de distribución. En este mercado, considerando los montos de ventas y el número de clientes, las más importantes son Luz del Sur y Edelnor. Ambas en conjunto concentraron el 43% de los clientes atendidos por las distribuidoras. Las principales empresas distribuidoras se presentan en el cuadro 1.4 y la figura 1.3, los cuales muestran los valores de energía vendidos por tipo de cliente en los últimos cinco años.

Cuadro 1.4. *Perú: principales empresas distribuidoras de energía eléctrica, 2010*

Empresa	Fecha de ingreso al sistema
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Sur S. A.	24 de julio de 2008
Electro Sur Este S. A. A.	19 de junio de 2008
Electrocentro S. A.	19 de junio de 2008
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S. A.	19 de junio de 2008
Electro Dunas S. A. A.	19 de junio de 2008
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S. A.	19 de junio de 2008
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S. A. A.	19 de junio de 2008
Luz del Sur S. A. A.	19 de junio de 2008
Electronoroeste S. A.	18 de junio de 2008
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S. A.	18 de junio de 2008

Fuente: Osinergmín.

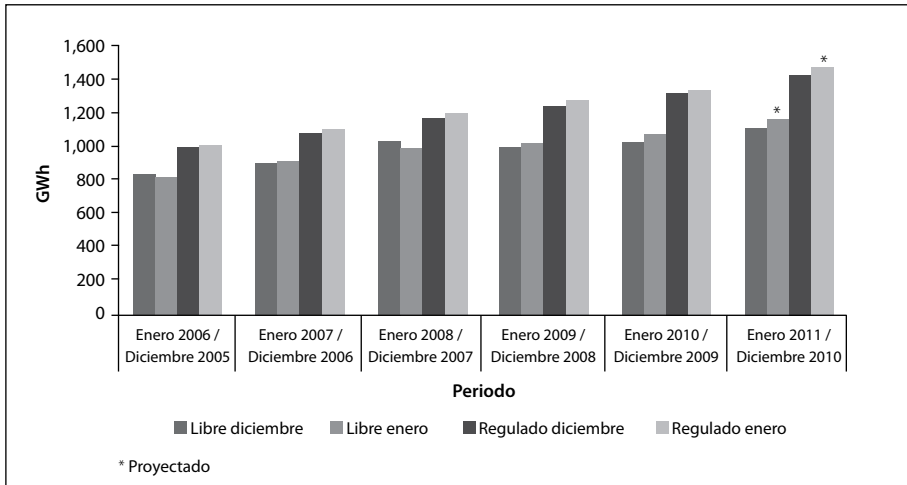


Figura 1.3. Perú: ventas de energía eléctrica a clientes finales, diciembre de 2005-enero de 2011

Fuente: MEM, Dirección General de Electricidad (DGE), Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica (EPE).

El mercado de distribución ha crecido durante los últimos años como consecuencia del incremento de la demanda de los clientes regulados.

3. La demanda de energía eléctrica

Según el reporte estadístico de Osinergmín de diciembre del 2010, con información del COES, la demanda de energía eléctrica alcanzó los 4579 MW, la cifra mayor desde el año 2000.

3.1. Evolución de la demanda

La demanda del 2010 tuvo un crecimiento del 782% respecto del año 2000 y del 39% frente al año 2005; asimismo, representó un incremento de 5.94% en relación al año 2009, cifras que reflejan el alto dinamismo del sector. La figura 1.4 muestra las máximas demandas anuales del SEIN.

La mayor cobertura de la demanda durante el año 2010 correspondió a la empresa Edegel con 22.9% de participación, que superó a Electroperú con un 19.6%, seguidas de Enersur con 13.8% (figura 1.5).

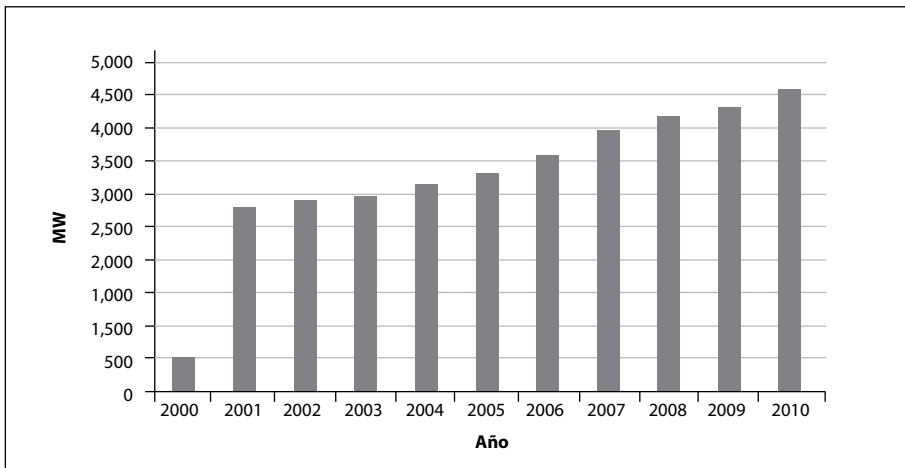


Figura 1.4. Perú: máxima demanda anual del SEIN, 2000-2010

Elaboración propia con base en Osinergmín.

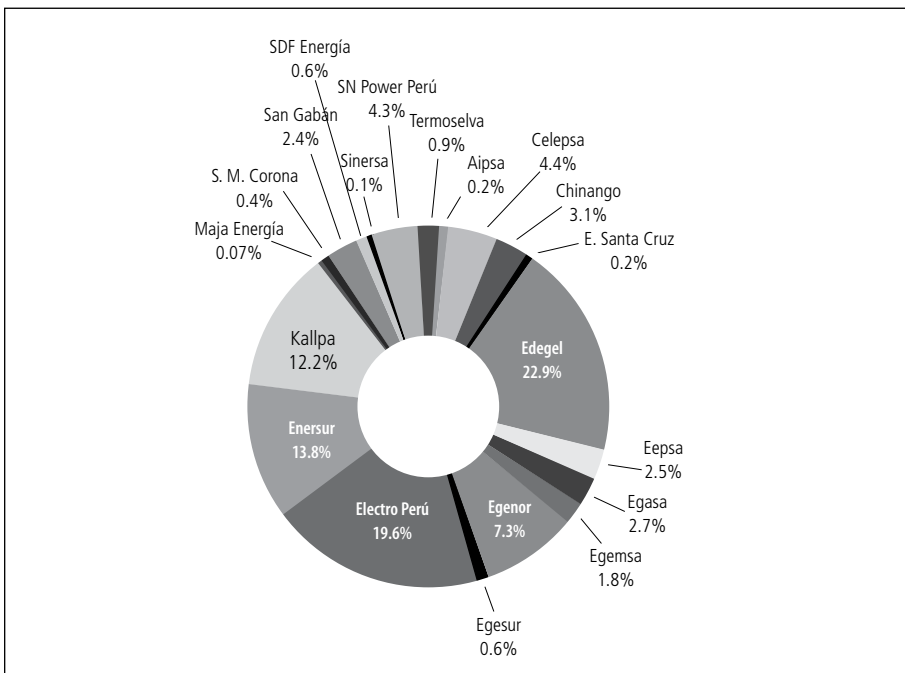


Figura 1.5. Perú: cobertura de la máxima demanda del SEIN por empresa, diciembre del 2010

Fuente: Osinergmín.

3.2. Matriz energética

A lo largo de la década de 2000 la demanda del SEIN la cubrió la generación hidroeléctrica y térmica aunque, como resultado de las políticas promocionales del Estado, las proporciones entre ambas fuentes se han modificado. Así, la generación termoeléctrica es la que ha tenido mayor dinamismo entre los años 2000 y 2010 (figura 1.6), a pesar de lo cual se mantiene el predominio de la fuente hidroeléctrica (figura 1.7).

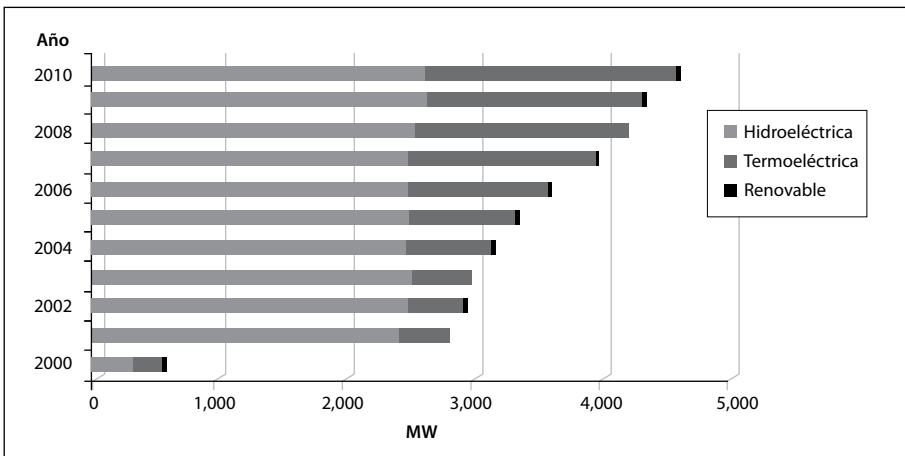


Figura 1.6. Perú: máxima demanda anual del SEIN por fuente de generación, 2000-2010

Elaboración propia con base en Osinergrmín.

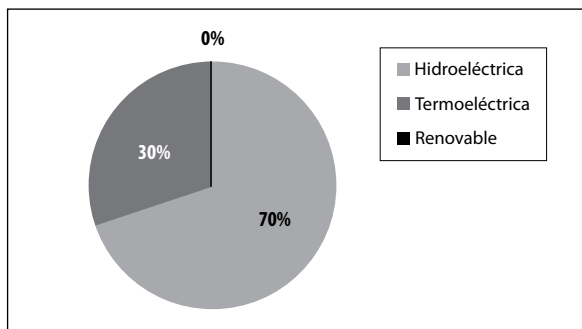


Figura 1.7. Perú: máxima demanda anual del SEIN por fuente de generación, acumulado 2000-2010

Elaboración propia con base en Osinergrmín.

Al 2010, la demanda de energía eléctrica creció a una tasa promedio de 6% en los últimos nueve años. El mayor crecimiento promedio en este mismo lapso se ha dado en la generación termoeléctrica con 20%, mientras que la generación hidroeléctrica se ha mantenido con un crecimiento constante promedio de 1% (figura 1.8).

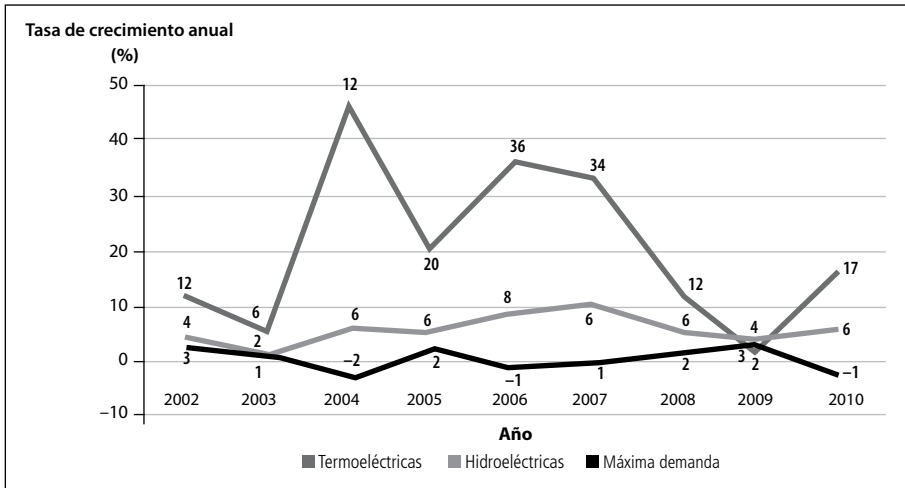


Figura 1.8. Perú: tasa de crecimiento anual de la máxima demanda por fuente de generación, 2002-2010

Elaboración propia con base en Osinergmín.

4. Proyección del sector

El comportamiento del sector permite suponer un futuro crecimiento sostenido de la demanda y, por ende, la necesidad de incrementar la oferta a igual ritmo.

4.1. Proyección de la demanda eléctrica

La proyección de la demanda de energía eléctrica se efectúa considerando las premisas que se describirán en este acápite y las máximas demandas registradas en la evolución histórica anual del SEIN.

Para efectos de este estudio se ha tomado la proyección oficial de la demanda de energía eléctrica publicada (MEM, 2008) que presenta el estimado

a más largo plazo realizado en el sector hasta la fecha. Esa proyección fue elaborada tomando en cuenta:

- Información histórica de la demanda y las variables macroeconómicas del Perú.
- Establecimiento de cuatro áreas eléctricas en el país: zonas Norte, Norte Medio, Centro y Sur (los departamentos que las integran se presentan en el cuadro 1.5).

Cuadro 1.5. *Perú: áreas geográficas de influencia del SEIN*

Zona	Área geográfica de influencia
I. Norte	Tumbes
	Piura
II. Norte Medio	Lambayeque
	Cajamarca
	La Libertad
	Áncash (excepto Antamina)
	Áncash (solo Antamina)
III. Centro	Huánuco
	Ucayali
	Lima
	Pasco
	Junín
	Ica
	Huancavelica
	Ayacucho
	Apurímac
	Cusco
IV. Sur	Arequipa
	Puno
	Moquegua
	Tacna

Fuente: MEM.

Las ventas de energía se catalogan de acuerdo con el tipo de carga y las pautas establecidas por el Osinergmín y el COES. Para la proyección de la demanda en los estudios de *Fijación de Tarifas en Barra* las pautas son: las cargas vegetativas, que cuentan con información estadística desde 1981 hasta el primer semestre del 2008 en forma anual, y desde enero del 2000 a agosto del 2008 en forma mensual; las cargas especiales, industriales o mineras; las cargas incorporadas, que operaron en forma aislada y se unieron recientemente al SEIN; y las cargas de los grandes proyectos.

La proyección de la demanda de las cargas vegetativas contiene información estadística, en tanto que las cargas especiales (o incorporadas), por su magnitud, alto factor de carga y reciente incorporación al SEIN no pueden ser consideradas vegetativas. El último grupo es el de los grandes proyectos, compuesto básicamente por proyectos mineros o ampliaciones significativas de las actuales empresas mineras. Por su dimensión, estas últimas pueden afectar de manera importante no solo las capacidades de reserva de las instalaciones del SEIN sino también los precios de la energía y de los flujos de potencia de la red ubicada en las zonas cercanas al proyecto.

Los criterios utilizados para la proyección de la demanda de energía fueron los usados por el MEM⁶. La figura 1.9 esquematiza el método de cálculo de estas proyecciones.

6. Estos criterios fueron:

- El origen de la información para el cálculo se fundamenta en los registros de ventas mensuales otorgados por la DGE del MEM y Osinergmín.
- Respecto de la estimación de la potencia, la base de la información fue obtenida del COES y corresponde a la máxima demanda del SEIN.
- Análisis de los sistemas aislados en la selva (Iquitos, Tarapoto, Bagua y Puerto Maldonado, entre otros).
- Las proyecciones cuantitativas de energía se calculan a través de los siguientes modelos: Arima (análisis estocástico de series temporales), modelo econométrico dinámico (análisis econométrico) y modelo de corrección de errores.
- Como limitaciones se encuentran: existencia o no de información histórica; relación entre generación, transmisión y consumo del SEIN; altas tasas de los últimos años en la estructura de evolución de las variables de la demanda eléctrica y del producto bruto interno (PBI); y la integración gradual de los sistemas aislados al SEIN.
- Se considera la fecha probable de ingreso de nuevos proyectos y potencias que sean mayores a 10 MW dentro del grupo de grandes proyectos.
- Se evalúan tres escenarios de probable ocurrencia: optimista, medio y conservador.
- Se toman los reportes de las empresas para estimar los requerimientos de energía y potencia de las cargas especiales e incorporadas.
- Se consideran las pérdidas de los sistemas de potencia como: pérdidas en el sistema de distribución, en los sistemas de transformación y transmisión de las distribuidoras y en el sistema de transmisión.
- Se analizan también los consumos propios de las centrales de generación y, asimismo, se deduce lo correspondiente a la generación de las empresas que auto-producen energía.

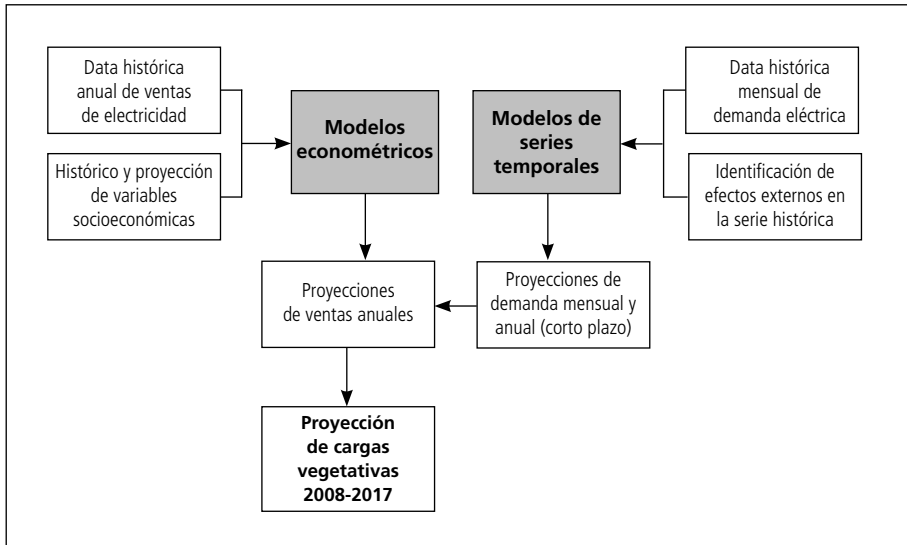


Figura 1.9. Modelo Arima-econométrico para estimar la demanda de energía eléctrica en el Perú, 2008-2017

Elaboración propia.

Con base en los criterios y los escenarios de crecimiento, el MEM ha estimado la demanda global de energía (cuadro 1.6).

Cuadro 1.6. Perú: escenarios de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, 2008-2017 (%)

Escenario	Crecimiento de la demanda 2008-2017	
	Energía	Potencia
Medio	7.55	7.60
Conservador	6.36	6.52
Optimista	8.71	8.73

Fuente: MEM.
Elaboración propia.

La figura 1.10 es el resultado de la visión del sector electricidad de nuestro país al 2017 en obras de generación y transmisión y de los sistemas aislados eléctricos de acuerdo con criterios económicos, de seguridad y confianza.

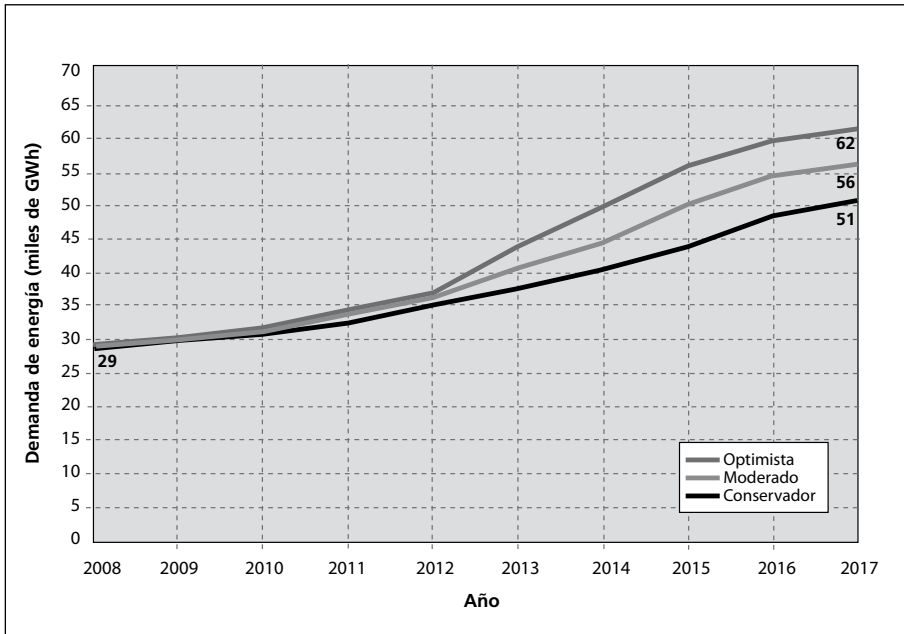


Figura 1.10. Perú: proyección de la demanda global del SEIN, 2008-2017

Fuente: MEM, 2008.

Esta proyección de la demanda refleja que existirá en el Perú una creciente demanda de energía eléctrica; inclusive considerando un escenario conservador, ese crecimiento sería del 6.36% en 2017 (muy similar al crecimiento promedio obtenido entre el 2002 y el 2010).

4.2. Proyección de la oferta eléctrica

Las variaciones en la demanda eléctrica en el Perú deben tender a ser más que proporcionales al incremento en el PBI. Tanto el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) como el BCRP pronostican un crecimiento a tasas cercanas al 6%. Por esta razón, para ser eficientes se requiere insumos indispensables como la electricidad, que se encuentren disponibles y a un precio competitivo; por ello es imprescindible invertir en este sector para mantener el crecimiento de la economía nacional.

Según el COES, los «proyectos de generación a mediano y largo plazo serán un factor determinante en la operatividad del SEIN», lo cual enfatiza la relevancia de la inversión en este tipo de proyectos a futuro (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, 2009: capítulo 4).

Para la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE), en el periodo 2010-2020 las inversiones en el sector eléctrico totalizarán los US\$ 3400 millones. Estas inversiones permitirán que la potencia instalada de generación eléctrica crezca en 50%, lo que podrá hacer realidad proyectos de generación que incluyan construcción de centrales térmicas e hidráulicas, distribución y transmisión eléctrica, cuyos capitales provienen en gran medida del sector privado.

Las empresas que integran el sector eléctrico tienen muy claras las necesidades que se avecinan para los próximos años. Para el año 2016 se espera que la demanda crezca en la región norte del país en un 79%, lo que significa pasar de los actuales 719 MW a 1291 MW en ese año. En la región central se espera que suceda algo similar, pero la tasa de crecimiento es de 55% (de 3018 MW a 4692 MW). Finalmente, en la región sur se pondrán en marcha importantes proyectos industriales y mineros durante el próximo quinquenio, lo que hará que la demanda crezca en 123% y pase de 843 MW a 1884 MW.

Con las inversiones realizadas en los últimos dos años en el subsector transmisión, sumadas a las que corresponden a los años 2011 y 2012, se tendrán nuevas líneas con una capacidad de 500 kV, lo que significa poder contar con una mayor capacidad de transporte.

En noviembre del 2010 el Comité de Pro inversión en Proyectos de Telecomunicaciones, Energía e Hidrocarburos licitó en concurso público internacional contratos de concesión, en calidad de reserva fría⁷, la construcción de tres plantas termoeléctricas duales con centrales nuevas que estarán ubicadas en Trujillo (200 MW), Talara (200 MW) e Ilo (400 MW). Queda pendiente definir otra región para una nueva oferta por 400 MW.

7. La reserva fría es aquella constituida por centrales térmicas que puedan entrar en servicio y alcanzar su potencia disponible en un tiempo no mayor de 20 minutos.

Se ha estimado que la oferta se ubicaría en el orden del 57% generado por centrales hidroeléctricas y 43% por centrales térmicas; relación que diez años atrás había sido del 70% y el 30%, respectivamente. Esto refleja que, a pesar de que la generación térmica se está desarrollando de manera importante, se prevé que la generación hidroeléctrica mantendrá el liderazgo hacia finales de este decenio.

Pero si bien el sector energético evoluciona hacia una mayor participación de la generación termoeléctrica, orientada básicamente por políticas de Estado, en la actualidad también se presenta una tendencia a favorecer la generación de energía mediante fuentes renovables. Por ello, la energía renovable seguirá expandiéndose en la región, con especiales avances en la capacidad eólica. El Perú licitará unos 500 MW en proyectos renovables a través de Osinergmín en inversiones de generación hidroeléctrica, proyectos que entrarán en servicio el 2015.

En resumen, en la medida en que se mantenga el crecimiento económico, la inversión en generación, transmisión y distribución experimentará un aumento constante. Inclusive en un escenario conservador, se espera que el crecimiento de la demanda sea cuando menos de 6.4% anual. En cualquiera de los casos, la oferta adicional de energía será íntegramente asimilada por la demanda.

Sin embargo, en el Perú se dan características particulares de política y contexto que deben ser tomadas en cuenta para evaluar la alternativa más rentable para la instalación de nuevos proyectos.

2

Aspectos a considerar en proyectos de inversión en energía eléctrica

En este capítulo se revisarán las principales alternativas de generación eléctrica vigentes en el Perú y sus principales diferencias conceptuales en términos económico-financieros, los cuales involucran el precio del gas, los costos marginales, la inversión, y la operación y el mantenimiento.

1. Generación hidroeléctrica y térmica

El principio por el cual se genera energía eléctrica es el mismo tanto en las hidroeléctricas como en las plantas térmicas. En ambos casos se aplica el poder de una fuente (agua o vapor) para mover una turbina la cual, gracias a un eje de transmisión, acciona una bobina al interior de un campo magnético, lo que convierte, mediante la inducción electromagnética⁸, la energía mecánica en corriente eléctrica.

La principal diferencia entre la energía eléctrica producida por distintos medios radica en la fuente primaria empleada para generarla. Así, la energía potencial del agua es la fuente para la energía cinética que mueve las turbinas en las centrales hidroeléctricas, en tanto que los combustibles fósiles (carbón, derivados de petróleo y gas) son comúnmente empleados en las termoeléctricas. Estas últimas acuden a una fuente no renovable y

8. Este fenómeno fue descubierto por el físico y químico británico Michael Faraday (1831), lo que dio lugar a la Ley de Faraday.

tienen un efecto pernicioso sobre el medio ambiente (emisión de CO₂ y otros gases que pueden generar lluvia ácida).

Otras fuentes alternativas son la energía geotérmica, que aprovecha el calor del interior de la tierra en zonas volcánicas o de abundancia de fuentes de aguas termales, y la energía nuclear, mediante la fisión de uranio 235 u otros elementos químicos radioactivos (centrales térmicas nucleares), que también genera calor. Además, se avanza cada vez más en la eficiencia para captar la energía de las mareas, los vientos y el sol (fotovoltaicas)⁹.

1.1. Diferencias económico-financieras entre las centrales hídricas y térmicas

Las centrales térmicas tienen como una de sus principales ventajas frente a las hidroeléctricas las siguientes: 1) pueden instalarse y ponerse en marcha en menor tiempo, 2) existe flexibilidad en cuanto a su ubicación, 3) la inversión requerida por MW de potencia es significativamente menor¹⁰ y 4) poseen relativa independencia de factores climáticos. No obstante, su costo de operación por kWh producido es mayor (figura 2.1).

La eficiencia de las turbinas a gas en las centrales térmicas de ciclo simple es bastante limitada, pues se aprovecha alrededor del 35% del calor generado por el combustible empleado. Los gases de escape que salen al medio ambiente en el proceso suelen bordear los 600 °C y se disipan en el aire. Por ello se busca aprovechar ese calor mediante las centrales de ciclo combinado, gracias a la adición al sistema de turbinas a vapor que sean alimentadas parcialmente por esta fuente.

El trabajo de una central de ciclo combinado consiste básicamente en el aprovechamiento de la descarga de gas de un sistema de *turbina a gas* (inmerso en un proceso de generación eléctrica) para alimentar una caldera

9. Según el MEM, para el año 2017 habrá 450 MW y 125 MW de potencia instalada, de fuentes eólica y geotérmica, respectivamente.

10. El monto de inversión promedio requerido por MW es de alrededor de US\$ 4 millones para una planta nuclear, de US\$ 1.5 a 2 millones para una hidroeléctrica y de algo más de medio millón de dólares en una central térmica.

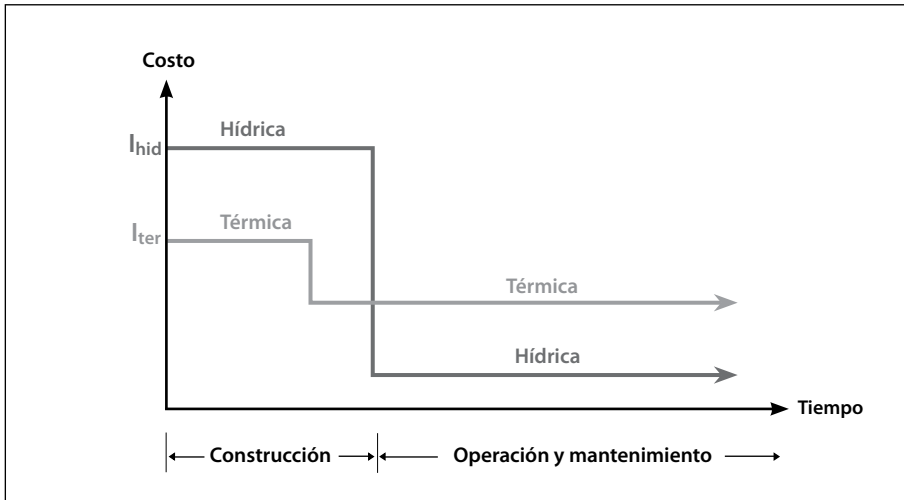


Figura 2.1. Centrales hídricas y térmicas: costos de construcción, operación y mantenimiento

Elaboración propia.

que a su vez generará energía con base en una turbina a vapor¹¹; lo que aumenta la eficiencia en el uso del gas a casi el doble.

Por otro lado, la central hídrica se ve afectada por la variabilidad de la disponibilidad de agua en cada temporada, en especial en la época de estiaje, que afecta el factor de carga, también conocido como factor de planta, que es la relación entre lo realmente producido y lo que se hubiera podido producir si se hubiera operado en forma permanente a plena carga. A su vez, en el caso de una central térmica su factor de carga se ve afectado por entrar a operar cuando la capacidad de las centrales hidroeléctricas se satura (figura 2.2).

Además, existen otras importantes diferencias en cuanto al monto de inversión requerido y el costo operativo de cada alternativa. La alternativa que demanda la mayor inversión (I_{hid}) tiene muy bajos costos operativos (hídrica), en tanto que la alternativa con menor inversión (I_{ter}) posee costos operativos más altos (térmica) (figura 2.3).

11. Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, *Boletín Quincenal*, Lima, feb., n.º 26: 1.

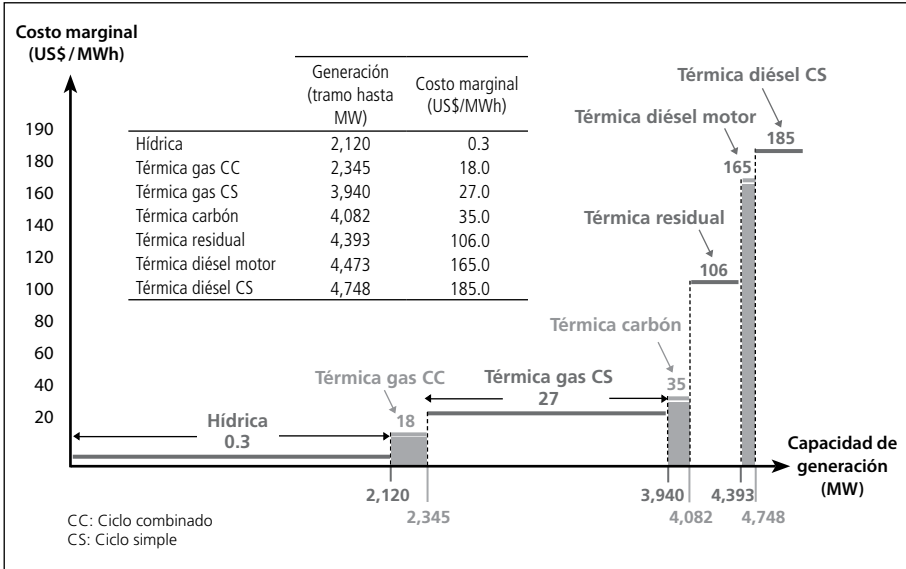


Figura 2.2. Centrales hídrica y térmicas: costos marginales por fuente de generación

Elaboración propia con base en Barco et ál., 2008.

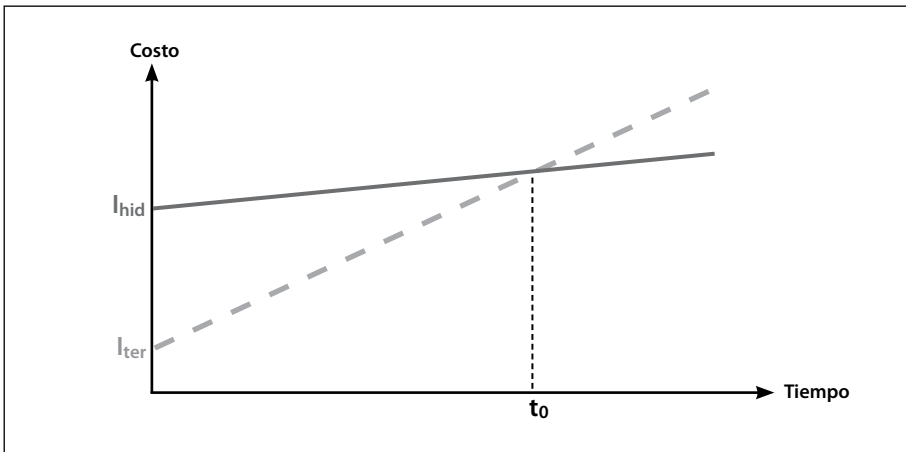


Figura 2.3. Centrales hídrica y térmicas: costo total en el tiempo

Elaboración propia.

Aparentemente, si ambas alternativas tuviesen el mismo factor de carga y se buscara comparar su rentabilidad bastaría con concentrarse en estimar el costo anual equivalente tomando en cuenta los costos operativos y de inversión de cada una. Se sabe que la alternativa que demanda mayor inversión (central hidroeléctrica) será menos recomendable en los primeros años hasta el momento (t_0) en el cual los costos totales (inversión y costos operativos) sean menores a los de la alternativa con mayores costos operativos (central térmica). El momento (t_0) en que esto ocurra dependerá, entre otros factores, de la tasa de descuento empleada para realizar la evaluación.

Sin embargo, aquí surge una atinencia adicional importante, dado que ambas alternativas no inician su producción de forma simultánea, pues existe un desfase significativo en el inicio de sus operaciones. Inclusive suponiendo que la producción generada promedio al año sea la misma en ambas, y que los precios reales sean constantes en el tiempo, el valor actual de los ingresos generados será mayor para la alternativa que inicia primero sus actividades.

Se tiene una alternativa que, pasado un umbral de tiempo (t_0), resulta menos costosa (hidroeléctrica) en tanto que la otra genera un ingreso total en términos reales mayor (térmica). ¿Cuál será más rentable? Esto depende en especial de la tasa de descuento aplicada, los plazos de vida útil involucrados y los costos de los combustibles empleados. Los riesgos asociados a cada tipo de proyecto se desarrollan más adelante.

La paradoja es que las centrales térmicas que usan combustibles contribuyen en gran medida al calentamiento global mediante la emisión de CO_2 , además de óxidos de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NO), micro-partículas y otros residuos sólidos.

1.2. Promoción del uso de gas natural

En el Perú, actualmente hay centrales hidroeléctricas y térmicas en operación. Ya se ha mencionado que, a diciembre del 2010, las fuentes hídricas brindaron el mayor aporte a pesar del crecimiento de las fuentes térmicas. En la figura 2.4 se aprecia la composición detallada de las diversas fuentes de energía.

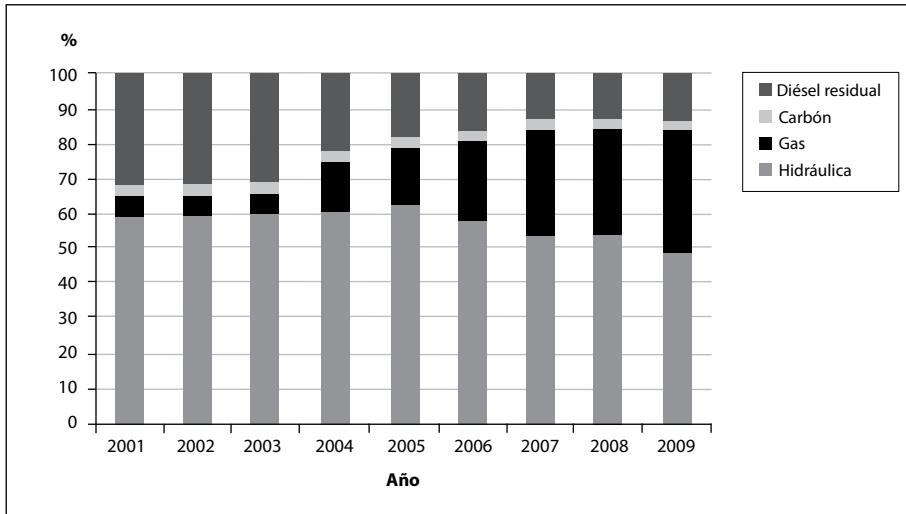


Figura 2.4. Perú: composición de la generación por fuente de generación, 2001-2009

Fuente: De Castro y Bustamante, 2010.

El relativo estancamiento en el desarrollo de las centrales hidroeléctricas frente al explosivo crecimiento de las centrales térmicas se explica porque en el 2000, al licitar el proyecto Camisea, el gobierno decidió suspender el otorgamiento de licencias para nuevas hidroeléctricas para crear un mercado al gas natural. Situación que ha generado una sobredemanda de gas que ha limitado su abastecimiento.

La utilización de gas natural como combustible primario para la combustión presenta varias ventajas, entre ellas: 1) su combustión eficiente y menor emisión de contaminantes frente a otros combustibles fósiles y 2) su menor costo dada la prioridad para su utilización en centrales de generación de electricidad fijada en el contrato de explotación del yacimiento de Camisea.

En el cuadro 2.1 se puede apreciar que en el país, en 2010, el gas natural (GN) destinado a la generación de electricidad tenía un precio casi 40% menor que el correspondiente a otros usuarios; asimismo, el precio internacional podía llegar a ser más del doble. Estos bajos precios favorecieron la instalación de un mayor número de centrales térmicas a gas.

Cuadro 2.1. *Perú: precios del gas para generación de electricidad y otros usuarios, 2010*

Precio	Generación de electricidad	Otros usuarios
	(US\$/MM de BTU)	(US\$/MM de BTU)
Boca de pozo*	1.000	1.800
Servicio de transporte**	1.096	1.643
Servicio de distribución**	0.180	0.270
Total	2.276	3.713

* Precios máximos según contrato.

** Estimados de Osinergmín.

Precio internacional: US\$ 5.23 / MM de British Thermal Unit (BTU).

Fuente: De Castro y Bustamante, 2010.

Existen otros factores que ofrecen ventajas a la opción térmica como la disponibilidad de financiamiento. Sobre este tema, en opinión de un alto ejecutivo de una empresa privada del sector:

Si la central térmica cuenta con contratos de combustible para operar, el financiamiento es casi automático. Además, por menor costo y rapidez en su construcción, tienen más acceso al financiamiento y los ingresos se dan en el corto plazo (la construcción es de 20 meses aproximadamente), por ende, es más fácil financiarla. Por su parte, las centrales hidroeléctricas, por el largo periodo de construcción (4 a 5 años), el riesgo del caudal, el cambio climático, el largo periodo de los ingresos (después de la construcción) y los costos de inversión, que son mucho mayores que las centrales térmicas, tienen menos acceso al financiamiento. Por esta razón, las grandes centrales hidroeléctricas son financiadas por organismos multilaterales como el Banco Mundial o el Banco Interamericano de Desarrollo.

En el mismo sentido, otros altos ejecutivos del sector privado opinan:

El financiamiento de una térmica de ciclo simple es más viable que la de ciclo combinado y que la hidroeléctrica porque demanda menor valor de inversión. Por ello es que es más fácil acceder a financiamientos más blandos en el caso de las térmicas.

Todos los conceptos siguientes están relacionados. Si bien hay un tema de mercado financiero nacional, actualmente, por la incidencia del precio de gas, los proyectos de generación a gas natural tienen una mejor perspectiva frente a los hidroeléctricos, que tienen riesgos menos controlables¹².

12. Entrevistas realizadas a expertos y ejecutivos del sector eléctrico por los autores.

En resumen, el desempeño de una central térmica de ciclo combinado resulta casi un 60% más eficiente que el de una de ciclo simple respecto del consumo de gas, por lo que su impacto en el cambio climático es mucho menor. Inclusive así, las generadoras de fuentes renovables muestran un mejor perfil ambiental.

2. El mercado de Bonos de Carbono

El otro factor interviniente en la evaluación económico-financiera de los proyectos de inversión en el sector es el inicio del funcionamiento del mercado de Bonos de Carbono en el Perú, cuyas características e impacto analizaremos brevemente a continuación.

2.1. Antecedentes

El incremento de la temperatura media de la superficie de la tierra registrado en los últimos años del siglo XX ha sido de más de 6 °C y las estimaciones de su incremento están entre 1.4 °C y 5.8 °C para el año 2100. Este fenómeno ha provocado una profunda preocupación en la comunidad científica y en los gobiernos de todo el mundo, pues implica no solo un cambio rápido y profundo de las condiciones climáticas, sino que también tendría efectos insospechados sobre la flora y la fauna en nuestro planeta.

El aumento de la temperatura, o «calentamiento global», es atribuido al proceso de industrialización experimentado desde hace siglo y medio. Proceso relacionado con el desarrollo de tecnologías que han requerido cada vez más del uso y la combustión de petróleo y sus derivados, de carbón y la tala de bosques, así como con algunos métodos de explotación agrícola.

El crecimiento productivo ha traído consigo efectos colaterales como el incremento de los GEI en nuestra atmósfera, sobre todo de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso. Estos gases se producen de forma natural en nuestro planeta y contribuyen directamente a la vida en la Tierra, pues impiden que parte del calor solar traspase la atmósfera y regrese al espacio de tal modo que sin ellos el mundo sería un lugar frío y deshabitado, pero cuando se rompe el equilibrio natural de sus emisiones y estas se incrementan artificialmente la temperatura aumenta y el clima se modifica.

Las consecuencias de este fenómeno pueden ser nefastas. Así, el nivel del mar subió entre 10 y 20 centímetros durante el siglo XX y se espera un aumento de entre 9 y 88 centímetros como consecuencia de la disminución de los glaciares y los casquetes polares; lo cual provocaría inundaciones, desaparición de algunas ciudades, contaminación de las reservas de agua dulce, migraciones masivas, desabastecimiento y disminución de la extensión de tierra y la producción agrícola.

El calentamiento global se convierte entonces en un problema producto del desarrollo actual que afecta a todo el mundo y su mitigación depende en especial de la voluntad política de los países desarrollados, pues son ellos los que en gran medida, junto con las potencias emergentes, causan estos problemas.

2.2. El origen: el Protocolo de Kioto

Con las primeras clarinadas de alerta de la comunidad científica, a lo largo de la década de 1970, sobre el peligro inminente del cambio climático es que se empieza a forjar conciencia sobre la necesidad de una acción global. Así se realizaron numerosos acuerdos entre las naciones, se crearon comisiones sobre medio ambiente y conferencias mundiales para sensibilizar a los gobiernos e informarlos sobre la importancia de adoptar medidas conjuntas en pro de la sostenibilidad de nuestro planeta. La Convención Climática de Estocolmo de 1972, el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por la sigla en inglés de Intergovernmental Panel on Climate Change) creado en 1987, la Convención de Ginebra de 1990, la de Río de Janeiro de 1992 y la de Toronto de 1998 son las precursoras del tratado internacional de 1997.

El 10 de diciembre de 1997, como parte de la III Conferencia de las Partes de la Convención sobre Cambio Climático (COP3), los países participantes adoptaron el compromiso de reducir sus emisiones de GEI en el año 2012. Con ese propósito se tomó como base las emisiones registradas en 1990 de dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O), en tanto que para los hidrofluorocarbonos (HFCS), los perfluorocarbonos (PFCS) y el hexafluoruro de azufre (SF_6) se usaron las emisiones registradas en 1995.

El compromiso asumido por los países firmantes era disminuir sus emisiones en 5.2% respecto de los niveles de 1990, con el quinquenio 2008-2012 como fecha de medición base. Para ello, se fijaron cuotas y la Unión Europea se comprometió a reducir sus emisiones en por lo menos 8%, Estados Unidos en 7%, Canadá y Japón en 6% y Rusia, Nueva Zelanda y Ucrania solo debían mantener sus emisiones en los niveles del año 1990. Estados Unidos y los países productores de petróleo se han opuesto al tratado de manera permanente, lo que ha perjudicado todo el proceso.

Dentro de los acuerdos adoptados se incluye la posibilidad de negociar las cuotas de emisión:

- Comprando la diferencia no alcanzada respecto del compromiso y/o financiando en otros países proyectos de eficiencia energética o de fijación forestal de dióxido de carbono.
- Comprando a los países autorizados a incrementar sus emisiones de GEI la porción no usada de su cuota.

El protocolo contempla un acuerdo, denominado MDL, con el cual se intenta canalizar la asistencia a las naciones en desarrollo incluyendo en sus proyectos una externalidad positiva vinculada con la implementación de tecnologías limpias, aquellas que contribuyen a mitigar y disminuir las emisiones de GEI.

2.3. El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

El MDL es uno de los componentes clave del Protocolo de Kioto. Su objetivo central es ayudar a los países en vías de desarrollo a alcanzar un crecimiento sustentable y asistir a los países desarrollados en el cumplimiento de sus cuotas de reducción de emisiones.

Este mecanismo promueve la inversión de empresas privadas, apoyadas por organismos multilaterales, en proyectos que utilicen tecnologías limpias, como la construcción de hidroeléctricas, centrales a gas de ciclo combinado, parques eólicos, proyectos agrícolas y de forestación. Estos proyectos deben estar alineados con el propósito de reducir la emisión de GEI en países en desarrollo, de acuerdo con los Objetivos del Milenio, vinculados al desarrollo sustentable y la mejora de la calidad de vida de

las poblaciones aledañas. Asimismo, deben cumplir con el principio de adicionalidad, el cual consiste en demostrar que el proyecto incorporado al ciclo económico contribuye además a disminuir la media de emisión de GEI. Este principio está dirigido a evitar que se beneficien del incentivo de los Bonos de Carbono aquellos proyectos que en circunstancias normales se hubieran realizado de todas maneras. Por tanto, exige que la reducción de emisiones de carbono del proyecto sea el resultado de acciones deliberadas con este fin.

En el Perú, el Fondo Nacional del Ambiente (Fonam) estimó para el SEIN el factor de emisión en $0.7 \text{ tCO}_2 / \text{MWh}$ (2004), pero como la mayoría de las plantas térmicas a petróleo serán reemplazadas por gas natural, espera que, como promedio para los siguientes diez años, se pueda usar un factor de emisión de entre 0.57 y $0.85 \text{ tCO}_2 / \text{MWh}$ (Fonam, 2004: 75).

Tras una verificación, el MDL premia a estos proyectos con CER, cada uno de los cuales es equivalente a una tonelada de dióxido de carbono que se deja de emitir a la atmósfera. Estos CER se pueden vender luego a países desarrollados que los necesiten para cubrir sus cuotas de reducción comprometidas.

En suma, el MDL permite a los países desarrollados continuar emitiendo GEI con el compromiso de comprar reducciones en países en desarrollo. Este mecanismo no pretende lograr que las grandes empresas cambien, por ejemplo, su matriz energética, pues sería demasiado caro e inviable. Lo que persigue es inducir a las grandes transnacionales, o a sus subsidiarias, a invertir en proyectos de tecnología limpia propios, premiando su compromiso por reducir la emisión de gases nocivos en el planeta.

Dentro de esta óptica se genera un doble compromiso, pues los países industrializados se obligan a cumplir con sus metas de reducción y los países en desarrollo se comprometen a generar condiciones favorables para la implementación de estas actividades en sus territorios.

Según el Fonam, un CER es equivalente a una tonelada de CO_2 que los proyectos MDL dejan de emitir a la atmósfera. Es la unidad oficial de reducción de emisiones de GEI, la cual ha sido generada y certificada bajo el esquema del MDL.

2.4. Proceso de certificación

Los procesos de certificación de los mercados de carbono son diferentes de acuerdo con su naturaleza: de un lado se encuentran los proyectos adscritos al MDL, que son regulados por el Protocolo de Kioto, y por otro lado están los proyectos forestales y de conservación vinculados a los Mercados Voluntarios de Carbono (MVC)¹³, los cuales son regulados por los manuales operativos de las organizaciones certificadoras de emisiones.

Los proyectos que califiquen para la certificación de reducción de emisiones deben cumplir en primer término tres requisitos:

- Demostrar la adicionalidad de la reducción de emisiones.
- Demostrar la permanencia de la reducción de emisiones.
- Contribuir al desarrollo sostenible.

Los procesos de certificación en todos los casos son seguidos por el dueño o el representante legal del proyecto. Los trámites siguen diferentes etapas:

- Aprobación interna por la Autoridad Nacional Designada (AND).
- Certificación por la Entidad Operacional Designada (EOD).
- Expedición de los certificados por el administrador de la Junta Ejecutiva de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC por la sigla en inglés de United Nations Framework Convention on Climate Change).

La AND para supervisar los proyectos del MDL en el Perú es el Ministerio del Ambiente (Minam), responsable de evaluar los proyectos con base en el criterio de desarrollo sostenible en un plazo de 45 días.

13. Este mercado lo forman ciudadanos particulares y organizaciones públicas y privadas conscientes de su responsabilidad ante el cambio climático. Facilita a entidades y personas fuera de los sectores regulados la compensación de sus emisiones en países en desarrollo mediante la financiación, por ejemplo, de proyectos de reforestación que la requieren y contribuyen en forma decisiva a mejorar la calidad de vida de las poblaciones cercanas (*Ecología y Desarrollo*, 2011: Cambio climático).

Realizados todos los procedimientos de validación y certificación de la información, verificación e inspección del proyecto, así como de vigilancia del cumplimiento de las regulaciones relacionadas con la sostenibilidad social y medioambiental en torno al proyecto, la empresa certificadora procederá al registro ante la Junta Ejecutiva de la UNFCCC la cual, luego de efectuar un nuevo proceso de validación del proyecto, solicitará al administrador se proceda con la expedición del CER, de acuerdo con lo establecido por el periodo de acreditación firmado¹⁴.

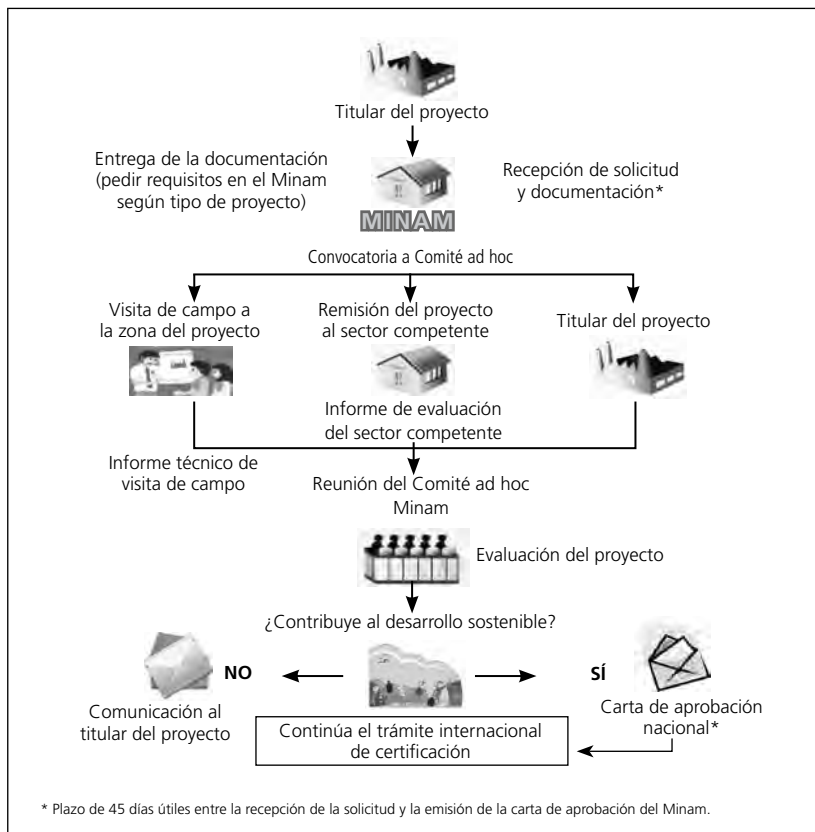


Figura 2.5. Perú: procedimiento de aprobación de proyectos de MDL

Fuente: Minam, 2009.

14. Se puede optar por dos periodos de acreditación: 20 años prorrogables máximo hasta 60 años o un periodo fijo no prorrogable de 30 años (Sabogal et ál., 2009).

La Dirección General de Cambio Climático, Desertificación y Recursos Hídricos del Minam sostiene que el Perú tiene gran potencial para desarrollar proyectos de reducción de emisiones en diferentes sectores, los cuales pueden solicitar certificados de MDL. La figura 2.5 muestra el procedimiento de aprobación que debe seguir un proyecto MDL en nuestro país.

2.5. Cotización y negociación de Bonos de Carbono

En el mercado de carbono se transan todas las operaciones destinadas a satisfacer la demanda de reducción de emisiones de cualquier tipo, de acuerdo con su naturaleza (MDL o MVC). En este mercado se ubican entidades y organismos vinculados con las transacciones de CO₂ equivalente:

- *Esquema europeo de comercio de emisiones*: es el mayor mercado de emisiones en el mundo, transan en él 11,000 fábricas que representan el 50% del total de emisiones de toda Europa.
- *Legislación de Estados Unidos sobre mercados de carbono*: para evitar las críticas por no ratificar el Protocolo de Kioto, en Estados Unidos se ha legislado en materia ambiental en los ámbitos estatal y federal, como el Standard Oregon (norma de carácter estatal), la Iniciativa Regional de Gases de Efecto Invernadero (RGGI por la sigla en inglés de Regional Greenhouse Gas Initiative) y la Ley de Soluciones al Calentamiento Global de California.
- *Esquema de Nueva Gales del Sur (Australia) para reducir GEI*: comercializa el 66% del volumen físico y posee el 90% de los valores financiados. Es un programa federal australiano de carácter obligatorio diseñado para mitigar el efecto de los GEI relacionados con la producción y el uso de energía eléctrica. Esta organización es de carácter nacional, promueve y fomenta iniciativas que compensen la producción de gases nocivos.
- *Bolsa del Clima de Chicago*: organización sin fines de lucro de la Fundación Joyce creada en el año 2000. Se autodenomina el primer sistema de carácter voluntario en el intercambio de la emisión de GEI. Se trata de un mercado diverso, de intercambio con metas obligatorias de reducciones que aumentan anualmente y según límites establecidos en unidades de medición llamadas Instrumentos Financieros de Carbón (CFI por la sigla en inglés de Carbon Financial Instrument)

equivalentes a 100 tCO₂. Sus miembros pueden ser miembros plenos, asociados o participantes.

- *Mercado no Regulado o Extrabursátil (OTC)*: concentra operaciones de este mercado (Over the Counter). Financia operaciones de captura de carbono y negocia las reducciones verificadas de emisiones (VER). Su característica principal es reducir los costos de transacción al mantener un solo proceso de verificación. Los participantes en el mercado OTC son desarrolladores de proyectos, agregadores de créditos y mayoristas, quienes son los especuladores que venden emisiones por encima del valor de mercado, y minoristas, que usualmente venden sus créditos a través de Internet.

Estas organizaciones funcionan mediante un sistema Cap and Trade (CAP)¹⁵ en el que se establecen límites de emisiones y metas de reducciones a través de la negociación de emisiones certificadas y verificadas, o mediante la inversión y la financiación de proyectos de reducción de emisiones (figura 2.6).

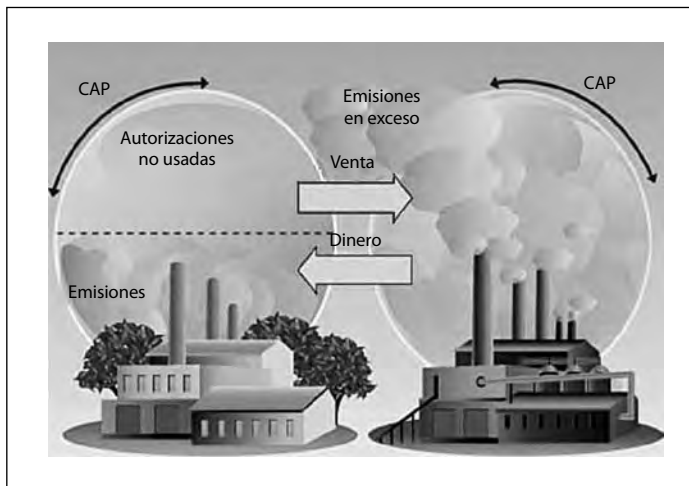


Figura 2.6. Cap and Trade: componentes del mecanismo

Elaboración propia con base en The Age Cases, 2010: Case 182.

15. Este es el nombre del mecanismo del mercado intraeuropeo que establece la Directiva Europea sobre Comercio de Emisiones para incentivar la reducción de emisiones de CO₂ al mínimo costo en determinados sectores productivos (electricidad, gas de coque, acerías, cementeras, azulejos) (*Energía y Sociedad*, 2010: documentos).

¿Cómo se determina el precio de los derechos de emisión? El precio de los derechos de emisión de CO₂ depende del equilibrio de la oferta y la demanda en el mercado europeo de emisiones. Se determina principalmente por su escasez en el mercado, pues la variación de la oferta y la demanda de los derechos de emisión dependerán de los topes que fijen los países miembros para las industrias sujetas a regulación. Cuanto más estricto sea el límite global de emisiones, menor será el número de derechos de emisión y mayor será su precio.

Por otro lado, el precio de los derechos de emisión puede también determinarse por contrato dependiendo del tipo de acuerdo:

- *Tipo forward (a futuro)*: Denominado Emission Reduction Purchase Agreement (ERPA), por el cual se acuerda un precio fijo de venta a futuro de todos o parte de los CER que genere el proyecto. La ventaja es que el comprador asume todos los costos de transacción de solicitud del MDL y asegura un precio. La desventaja principal es que a través de este mecanismo el precio es mucho menor al del mercado *spot*.
- *Unilateral*: Una vez que el proyecto entre en operación el promotor o el propietario del proyecto vende directamente los CER al mercado al precio de referencia del mercado europeo. La ventaja del vendedor es que siempre el precio es mejor que el que se puede obtener con un contrato ERPA. La desventaja es que el vendedor asume todos los costos de transacción de solicitar el MDL y los riesgos de mercado.

2.6. Proyectos en curso

Según el Minam, nuestro país tiene registrados 190 proyectos MDL con potencial para reducir 25 millones de toneladas de CO₂ (Minam, 2009). El portafolio de inversiones ambientales alcanza los US\$ 11,200 millones. No obstante, solo 23 proyectos del portafolio se han implementado por la dificultad que tienen para demostrar que reducirán sus emisiones por un cambio en la matriz energética o por captura de carbono a través de la reforestación. Por otro lado, el proceso de certificación puede demorar entre dos y cuatro años en el escenario más optimista.

De los 190 proyectos de MDL peruanos, 147 son de energía y 43 son forestales; 49 ya han sido aprobados por el Minam y, de esos, 23 han sido aprobados por la ONU, mientras que 17 están en etapa de validación.

Por otro lado, respecto de las dificultades para los interesados en solicitar MDL, Arturo Caballero¹⁶ manifiesta que uno de los principales problemas es el alto costo de la elaboración del expediente o el documento de diseño del proyecto, que puede ser de US\$ 15,000 a US\$ 20,000 y, además, se debe contratar a un especialista que lo valide, lo que puede significar US\$ 20,000 más. Por otro lado, la banca peruana no está preparada para asumir préstamos en proyectos que impulsen inversiones «verdes».

En resumen, en el futuro la tendencia mundial de las prácticas de Buen Gobierno Corporativo, y en especial de responsabilidad socioambiental, hará que los demandantes de energía prefieran optar por empresas que se sirvan de recursos renovables para la generación de energía eléctrica, en especial de centrales hidroeléctricas.

Por las razones expuestas, la evaluación de las alternativas de inversión en el sector tiene que incorporar necesariamente el menor costo del gas y la posibilidad de obtener Bonos de Carbono como elementos particulares condicionantes de la rentabilidad de cualquier proyecto.

16. *El Comercio*, Lima, 18 de diciembre de 2010: B7.

3

Análisis de los riesgos de proyectos alternativos de inversión en energía eléctrica

En este capítulo se realizará un análisis de los principales riesgos asociados a la ejecución de un proyecto de inversión, tanto en generación hidroeléctrica como termoeléctrica, de las características ya mencionadas. Asimismo, se hará un análisis cualitativo comparado de riesgos por tipo de generación y de financiación del proyecto (*rating*)¹⁷.

Con este fin se utiliza una matriz de probabilidad de impacto en la cual se consideran factores externos e internos:

- Factores externos
 - Entorno político y jurídico actual
 - Suministro de proveedores
 - Medio ambiente
 - Servidumbres
 - Sindicatos y conflictos sociales
- Factores internos
 - Operación y mantenimiento
 - Solidez financiera
 - Compra del producto a largo plazo
 - Riesgo de la construcción
 - Estructura financiera del proyecto

17. Calificación de riesgo que obtendría el proyecto.

- Solidez de los accionistas
- Factibilidad de la inversión
- Percepción de ingresos
- Construcción

Este análisis permite detectar las situaciones que podrían alterar el desarrollo del proyecto en costo, plazo y calidad previstos. Su identificación es importante porque permitirá conocer de forma anticipada las causas que podrían ocasionar un riesgo inminente y las situaciones que serían signos de alerta. Así se puede establecer los niveles de riesgo a los que se está expuesto, la probabilidad de su ocurrencia y el impacto que podrían ocasionar. Pero, sobre todo, facilita la elaboración de planes de acción para mitigar la vulnerabilidad a dichos riesgos y con ello minimizar su impacto.

1. Identificación y clasificación de los riesgos

Se han identificado los principales riesgos que podrían tener una repercusión negativa tanto en la ejecución como en la operación del proyecto. Estos riesgos se han categorizado por origen (externos o internos) y se ha clasificado la probabilidad de ocurrencia asociada a cada uno de ellos (figura 3.1).

Para el proceso de identificación de riesgos del proyecto se ha realizado la búsqueda y la revisión de:

- Proyectos de obras similares
- Experiencia de los gestores del estudio en proyectos eléctricos similares
- Información y eventos en servidumbres
- Estadística de incidentes en obras

En los cuadros 3.1 y 3.2 se detallan los riesgos externos e internos, respectivamente.

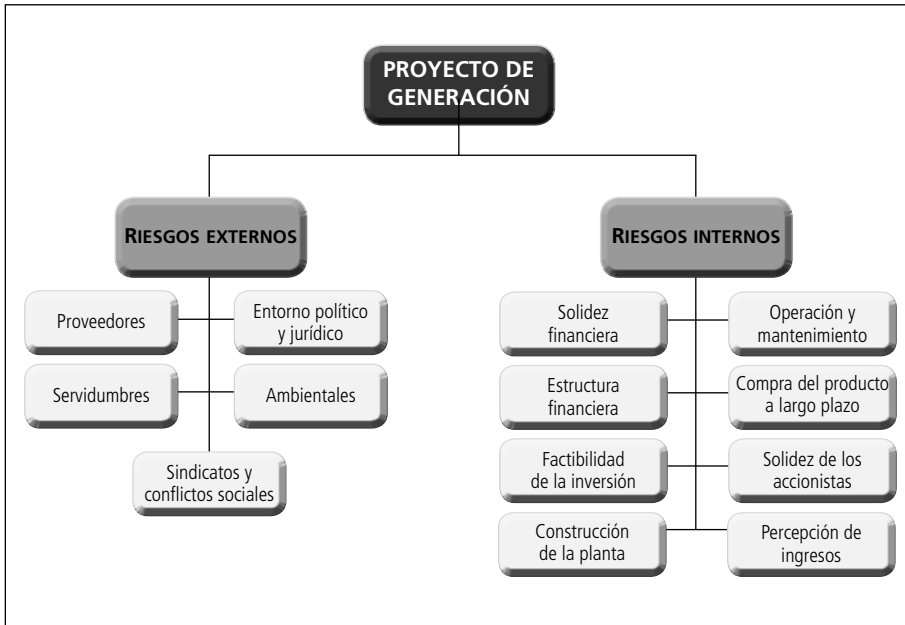


Figura 3.1. Centrales eléctricas: clasificación de riesgos de proyectos de inversión
Elaboración propia.

Cuadro 3.1. Centrales eléctricas: riesgos externos de proyectos de inversión

RIESGOS EXTERNOS		
Son los que se originan fuera de la compañía y que podrían impactar en el proyecto.		
N.º	Tipo de riesgo	Descripción
1.	Del entorno político y jurídico	Vinculado a eventos políticos que puedan provocar pérdidas para el proyecto y/o a la aplicación y la interpretación de las normas jurídicas, en la medida que afecten a los agentes del sector o a la gestión empresarial.
2.	De proveedores	Motivado por la incapacidad de suministrar bienes y/o servicios contratados.
3.	Ambientales	Derivados de la posibilidad de problemas en la gestión ambiental y por la ocurrencia de desastres naturales.
4.	De servidumbres	Posible de surgir por servidumbres ocupadas que dificulten la construcción, la operación y el mantenimiento de los activos.
5.	De sindicatos y conflictos sociales	Originado por la existencia de sindicatos o conflictos sociales en la zona de influencia del proyecto.

Elaboración propia.

Cuadro 3.2. *Centrales eléctricas: riesgos internos de proyectos de inversión*

RIESGOS INTERNOS		
Son los relacionados al desarrollo de las actividades (más críticas) de los procesos internos de la empresa.		
N.º	Tipo de riesgo	Descripción
1.	De operación y mantenimiento	Relacionado con la operatividad de los procesos y los recursos involucrados en la ejecución del proyecto.
2.	De solidez financiera	Referidos a los resultados de los ratios financieros de la empresa y a su evaluación en el mercado de capitales.
3.	De compra del producto a largo plazo	Derivado de la existencia o no de un contrato de compra del producto a largo plazo a un precio fijado o un contrato firme de compra.
4.	En la estructura financiera	Resultante del plazo del crédito respecto del horizonte del proyecto y el calendario de amortización de este.
5.	En la solidez de los accionistas	Relativo al respaldo de los accionistas evidenciado por su patrimonio, cláusulas de propiedad e incentivos para proporcionar efectivo adicional de ser necesario.
6.	En la factibilidad de la inversión	Referido a la viabilidad del proyecto, entrada de nuevos competidores, diseño adecuado y recuperación de la inversión.
7.	En la percepción de ingresos	Consistente en la posibilidad de no percibir los ingresos previstos que permitan el repago de la deuda y aseguren la rentabilidad a los accionistas.
8.	De la construcción	Relacionado con la ubicación del proyecto, facilidad en la obtención de permisos, tipo de contrato de construcción, garantías, accidentes, emergencias y multas, entre otros.

Elaboración propia.

2. Evaluación de los riesgos

En este punto se realizará una valoración de los riesgos identificados en el acápite anterior para determinar cuáles requieren mayor atención en función de la criticidad de su impacto y su probabilidad de ocurrencia. Se han identificado 43 riesgos que se han clasificado en 13 grupos. Los riesgos más críticos y con mayor probabilidad de impacto se detallarán en el siguiente acápite.

La evaluación de riesgos ha considerado los siguientes aspectos:

- Categoría: si el riesgo es de índole interno o externo, para conocer en qué medida es controlable por la organización.

- **Calificación:** se calificó los riesgos como fuerte, bueno, regular y débil.
- **Principales riesgos:** se identificaron los riesgos con mayor probabilidad de incidencia.
- **Probabilidad:** se asignó una probabilidad de ocurrencia de manera porcentual en un rango entre 0% y 100%. Considerando este último como la mayor probabilidad de ocurrencia posible.
- **Impacto:** el impacto se estableció entre 0 y 10 puntos, este último valor determina el mayor impacto sobre el proyecto.
- **Criticidad:** define la prioridad de atención del riesgo tratado y es la resultante de ponderar la probabilidad con el impacto definido por cada riesgo identificado.

De acuerdo con el nivel de criticidad obtenido se identifica el grado de afectación de ocurrir el hecho riesgoso y se determina la valoración del riesgo clasificándolo en aceptable (riesgo bajo), prioritario (riesgo medio) o inaceptable (riesgo alto) para el proyecto (figura 3.2).

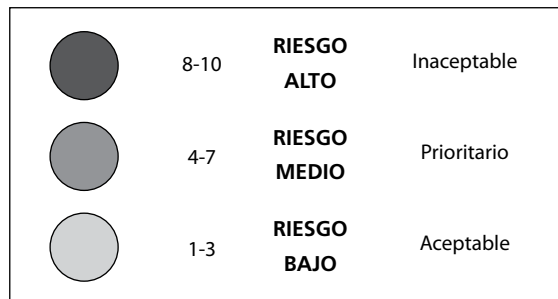


Figura 3.2. Centrales eléctricas: escala de valoración de riesgos de proyectos de inversión

Elaboración propia.

De otra parte, se han identificado las posibles causas que podrían originar la ocurrencia de un hecho y las alertas que podrían presentarse antes de dicho suceso. Finalmente, se establece el plan de acción en caso requerirse atención inmediata. En el cuadro 3.3 se muestra la calificación de riesgos externos e internos de ambas alternativas de inversión, y el cuadro 3.4 presenta el análisis de riesgos más probables de ocurrencia en lo concerniente a la fase de construcción del proyecto.

Cuadro 3.3. Centrales eléctricas: calificación de riesgos externos e internos de proyectos de inversión

TIPO DE RIESGO	IMPACTO	FUERTE	BUENO	REGULAR	DÉBIL
RIESGO DE SOLIDEZ FINANCIERA					
Situación del mercado	Pocos proveedores en competencia o ventaja sustancial y duradera en ubicación, costos o tecnología.	Pocos proveedores en competencia o mejor que el promedio, en ubicación, costos o tecnología pero esta situación podría no ser estable.	El proyecto carece de ventajas en ubicación, costos o tecnología. La demanda es adecuada y estable.	El proyecto tiene ubicación, costos o tecnología por debajo del promedio. La demanda es débil y decreciente.	
Análisis de ratios financieros: de cobertura del servicio de la deuda (RCSD [flujo operativo / servicio deudal]), de cobertura durante la duración del préstamo (LLCR [VAN operativo / saldo deudal]), de cobertura durante la duración del proyecto (PLCR) y de apalancamiento	Ratios financieros sólidos considerando el nivel de riesgo del proyecto; supuestos económicos robustos.	Ratios financieros entre sólidos y aceptables considerando el nivel de riesgo del proyecto; supuestos económicos robustos.	Ratios financieros estándar considerando el nivel de riesgo del proyecto.	Ratios financieros agresivos considerando el nivel de riesgo del proyecto.	
Análisis de estrés	El proyecto puede cumplir sus obligaciones financieras en condiciones económicas o sectoriales de alto estrés.	El proyecto puede cumplir sus obligaciones financieras en condiciones económicas o sectoriales de estrés normal.	El proyecto es vulnerable a situaciones de estrés que no sean poco comunes a lo largo de un ciclo económico y podría entrar en <i>default</i> en una desaceleración normal.	El proyecto entraría en <i>default</i> a menos que las condiciones mejoren en el corto plazo.	
RIESGO EN LA ESTRUCTURA FINANCIERA					
Duración del crédito respecto de la duración del proyecto	La vida útil del proyecto supera significativamente el plazo del préstamo.	La vida útil del proyecto supera el plazo del préstamo.	La vida útil del proyecto es igual al plazo del préstamo.	La vida útil del proyecto podría no superar el plazo del préstamo.	



→ Cuadro 3.3

Calendario de amortización	Amortizando la deuda.	Amortizando la deuda.	Amortizando la deuda con reembolsos limitados.	Pago único o se está amortizando la deuda con reembolsos elevados.
RIESGO DEL ENTORNO POLÍTICO Y JURÍDICO				
Riesgo político, incluyendo el riesgo de transferencia, considerando el tipo de proyecto y sus factores mitigantes.	Exposición muy baja; instrumentos sólidos de cobertura de ser necesario.	Exposición baja; instrumentos satisfactorios de cobertura de ser necesario.	Exposición moderada; instrumentos suficientes de cobertura.	Exposición elevada por instrumentos de cobertura débiles o inexistentes.
Riesgo de fuerza mayor (guerra, disturbios civiles, etcétera).	Exposición reducida.	Exposición aceptable.	Exposición estándar.	Exposición significativa no cubierta por completo.
Apoyo gubernamental e importancia del proyecto para el país en el largo plazo	Proyecto de importancia estratégica para el país (preferentemente orientado a la exportación). Fuerte apoyo gubernamental.	Proyecto de importancia para el país. Buen nivel de apoyo gubernamental.	El proyecto puede no tener importancia estratégica para el país pero le reporta beneficios incuestionables. Apoyo del gobierno no necesariamente explícito.	El proyecto no es clave para el país. Apoyo del gobierno débil o inexistente.
Estabilidad del entorno jurídico y regulador (riesgo de modificaciones legislativas)	Entorno regulador favorable y estable a largo plazo.	Entorno regulador favorable y estable a mediano plazo.	Las modificaciones regulatorias pueden predecirse con un adecuado nivel de certeza.	Temas regulatorios actuales o futuros podrían afectar al proyecto.
Obtención de todos los apoyos y las autorizaciones necesarias por parte de la legislación local	Sólida.	Satisfactoria.	Regular.	Débil.
Exigibilidad jurídica de contratos, garantías y seguros	Los contratos, las garantías y los seguros son exigibles.	Los contratos, las garantías y los seguros son exigibles.	Los contratos, las garantías y los seguros se consideran exigibles incluso si no existen ciertas cuestiones clave.	Hay cuestiones claves sin resolver con respecto de la exigibilidad de contratos, garantías y seguros.
RIESGO EN LA FACTIBILIDAD DE LA INVERSIÓN				
Riesgo de diseño y tecnológico	Diseño y tecnología totalmente probados.	Diseño y tecnología totalmente probados.	Diseño y tecnología probados. Los problemas del desarrollo inicial se mitigan con un sólido paquete complementario.	Tecnología y diseño no probados; existen cuestiones tecnológicas y/o de diseño complejo.



→ Cuadro 3.3

TIPO DE RIESGO	IMPACTO	FUERTE	BUENO	REGULAR	DÉBIL
RIESGO DE CONSTRUCCIÓN					
Permisos y ubicación	Se han obtenido todos los permisos.	Algunos permisos aún pendientes pero su obtención es muy probable.	Algunos permisos aún pendientes pero su obtención se considera rutinaria.	Permisos básicos aún pendientes cuya obtención no se considera rutinaria. Pueden incluir condiciones importantes.	
Tipo de contrato de construcción	La construcción está hecha conforme a un contrato de precio fijo y plazo determinado.	La construcción se hace conforme a un contrato de precio fijo, plazo determinado y llave en mano con contrato EPC.	Contrato de construcción de precio fijo y plazo determinado. La construcción la realizan varios contratistas, con o sin llave en mano.	Contrato de construcción de precio fijo, plazo indeterminado o parcial y/o intervienen múltiples contratistas.	
Garantías de finalización	Pagos sustanciales de indemnizaciones avalados financieramente y/o con sólidas garantías de finalización otorgadas por patrocinadores con excelente posición financiera.	Pagos significativos de indemnizaciones avalados financieramente y/o con sólidas garantías de finalización otorgadas por patrocinadores con buena posición financiera.	Pagos adecuados de indemnizaciones avalados financieramente y/o existen sólidas garantías de finalización otorgadas por patrocinadores con buena posición financiera.	Pagos inadecuados de indemnizaciones o no avalados financieramente o débiles garantías de finalización.	
Historia y solidez financiera del contratista en construcción de proyectos similares	Sólida.	Buena.	Satisfactoria.	Débil.	
RIESGO OPERATIVO					
Alcance y naturaleza de los contratos de operación y mantenimiento (O&M)	Sólido contrato de O&M a largo plazo con incentivos de desenvolvimiento de contrato y/o cuentas de reserva para O&M.	Contrato de O&M y/o cuentas de reserva para O&M.	Limitado contrato de O&M o cuenta de reserva para O&M.	Sin contrato de O&M; el riesgo de alto costo operacional excede las coberturas.	
Experiencia, historia y solidez financiera del operador	Muy sólida o compromiso de asistencia técnica por parte de los socios.	Fuerte.	Aceptable.	Limitada o débil o el operador local depende de las autoridades locales.	






↑

→ Cuadro 3.3

RIESGO DE COMPRA DEL PRODUCTO A LARGO PLAZO (OFF TAKE RISK)				
a) Cuando existe contrato de compra del producto a largo plazo a un precio fijado o un contrato firme de compra	Excelente solvencia del comprador, cláusulas de fiscalización sólidas, el plazo del contrato excede considerablemente el plazo de la deuda	Buena solvencia del comprador, cláusulas de fiscalización sólidas, el plazo del contrato excede el plazo de la deuda.	Solvencia aceptable del comprador, cláusulas de finalización normales, el plazo del contrato coincide con el plazo de la deuda.	Débil comprador, cláusulas de finalización débiles, el plazo del contrato no excede el plazo de la deuda.
b) Cuando no existe un contrato de compra del producto a largo plazo a un precio fijado o un contrato firme de compra	El proyecto produce servicios básicos o un <i>commodity</i> vendido en un mercado global; la producción puede ser absorbida fácilmente en precios proyectados incluso a tasas menores que el crecimiento histórico del mercado.	El proyecto produce servicios básicos o un <i>commodity</i> vendido ampliamente en un mercado regional que lo absorberá a los precios proyectados a la tasa histórica de crecimiento.	El <i>commodity</i> se vende en un mercado limitado que podría absorberlo solo a precios menores que los proyectados.	La producción del proyecto es solo demandada por uno o pocos compradores o no es vendida generalmente en un mercado organizado.
RIESGO DE LOS PROVEEDORES				
Riesgo de precio, volumen y transporte de los suministros, historial y solidez financiera del proveedor	Contrato de suministro de largo plazo con proveedor de excelente posición financiera.	Contrato de suministros a largo plazo con proveedor en buena posición financiera.	Contrato de suministros a largo plazo con proveedor con buena posición financiera. Podría existir riesgo de cambio de precios.	Contrato de suministros a corto o largo plazo con proveedor con débil posición financiera. Podría existir riesgo de cambio de precios.
Riesgo de reservas; por ejemplo, en el desarrollo de recursos naturales	Reservas auditadas por una compañía independiente, probadas y desarrolladas que exceden las necesidades durante la vida del proyecto.	Reservas auditadas por una compañía independiente, probadas y desarrolladas que exceden las necesidades durante la vida del proyecto.	Reservas probadas que pueden abastecer el proyecto adecuadamente hasta el vencimiento de la deuda.	El proyecto se sostiene en cierta medida por reservas potenciales y no desarrolladas.
SOLIDEZ DE LOS ACCIONISTAS Y/O GRUPO ECONÓMICO (GE)				
Historial, solidez financiera y experiencia por país y sector de los accionistas y/o GE	Excelente historial y excelente posición financiera.	Buen historial y buena posición financiera.	Historial adecuado y buena posición financiera.	Historial cuestionable o inexistente y/o deficiencia financiera.
Respaldo de los accionistas y/o GE evidenciado por su patrimonio, cláusulas de propiedad e incentivos para proporcionar efectivo adicional si fuese necesario	Fuerte. El proyecto es altamente estratégico para los socios (negocio central, estrategia a largo plazo).	Bueno. El proyecto es altamente estratégico para los socios (negocio central, estrategia de largo plazo).	Aceptable. El proyecto es considerado importante para los socios (negocio principal).	Limitado. El proyecto no es clave para la estrategia a largo plazo de los socios o su negocio principal.

Cuadro 3.4. Centrales eléctricas: evaluación de riesgos de proyectos de inversión








N.º	CATEGORÍA	CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PROBABILIDAD	IMPACTO	CRITICIDAD	REQUIERE RESPUESTA
SOLIDEZ FINANCIERA							
1.	Externo	Bueno	Situación del mercado financiero.	50%	3	1.5	NO
2.	Interno	Fuerte	Ratios financieros: de cobertura del servicio de la deuda (RCSD), de cobertura durante la duración del préstamo (LLCR), de cobertura durante la duración del proyecto (PLCR) y de apalancamiento.	10%	10	1.0	NO
3.	Interno	Bueno	Calificación en el mercado de capitales.	10%	10	1.0	NO
ESTRUCTURA FINANCIERA							
4.	Interno	Fuerte	Duración del crédito respecto de la duración del proyecto.	10%	5	0,5	NO
5.	Interno	Bueno	Calendario de amortización.	10%	5	0,5	NO

VALORACIÓN DEL RIESGO	PRINCIPALES CAUSAS	DISPARADOR	PRODUCTO AFECTADO	PLAN DE ACCIÓN
Acceptable	 Poca disponibilidad de recursos financieros para financiar los proyectos por parte de inversionistas locales (AFP) y mercado de capitales (bancos).	1) Poca liquidez en el mercado. 2) Bajos niveles de oferta de tasa.	Pago de deuda con inversionistas.	1) Analizar el mercado financiero antes de endeudarse. 2) Mantener costos de variación coincidentes con la variación de los ingresos.
Acceptable	 Flujo de caja insuficiente para cubrir el servicio de la deuda.	El RCSD menor de 1.6 (por definir).	Pago de deuda con inversionistas.	Revisar trimestralmente el RCSD para realizar los ajustes necesarios.
Acceptable	 Una baja calificación arriesgaría el financiamiento del proyecto.	Obtener una calificación diferente a AAA.	Financiamiento del proyecto.	1) Realizar <i>due diligence</i> previa a la emisión para asegurar la calificación requerida para obtener un buen financiamiento. 2) Mantener una buena calificación de riesgo por parte de las clasificadoras durante el plazo de pago de la deuda del financiamiento del proyecto.
Acceptable	 Tiempo suficiente para financiar el proyecto.	Inflexibilidad en los compromisos de pago.	Rendimiento esperado por los inversionistas.	1) Financiación hasta XX años. 2) Plazos más largos que los tradicionales.
Acceptable	 Cambios de los plazos por parte de la entidad bancaria.			












→ Cuadro 3.4

N.º	CATEGORÍA	CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PROBABILIDAD	IMPACTO	CRITICIDAD	REQUIERE RESPUESTA
ENTORNO POLÍTICO Y JURÍDICO							
6.	Externo	Regular	Riesgo político, incluyendo el riesgo de transferencia, considerando el tipo de proyecto y los mitigantes.	40%	10	4.00	SÍ
7.	Externo	Buena	Riesgo de fuerza mayor (guerra, disturbios civiles, etc.).	50%	10	5.00	SÍ
8.	Externo	Buena	Apoyo gubernamental e importancia del proyecto para el país a largo plazo.	40%	10	4.00	SÍ
9.	Externo	Regular	Estabilidad del entorno jurídico y regulador (riesgo de modificaciones legislativas).	50%	10	5.00	SÍ
10.	Externo	Regular	Riesgos fiscales y tributarios.	50%	10	5.00	SÍ
11.	Externo	Buena	Obtención de todos los apoyos y las autorizaciones necesarias por parte de la legislación local.	51%	3	1.53	NO
12.	Externo	Fuerte	Exigibilidad jurídica de contratos, garantías y seguros.	80%	7	5.60	SÍ

VALORACIÓN DEL RIESGO	PRINCIPALES CAUSAS	DISPARADOR	PRODUCTO AFECTADO	PLAN DE ACCIÓN
Prioritario	 Cambio de las condiciones regulatorias o contractuales con el Estado peruano.	Malas relaciones con el cliente. Resultado de las elecciones del 2011.	Proyecto, deuda, ingresos.	1) Mantener relaciones cercanas y cordiales con el cliente. 2) Mantener informado al cliente acerca del avance del proyecto y de su problemática para involucrarlo con su desarrollo. 3) Establecer una garantía del Organismo Multilateral de Garantía de Inversiones (MIGA) del Banco Mundial para cubrir el riesgo político.
Prioritario	 Ataques terroristas o delincuenciales. Convulsión social. Retrasos por plazos gubernamentales.	Amenazas de paralizaciones. No obtención de respuesta dentro de los plazos previstos.	Puesta en servicio del proyecto en la fecha planeada.	Elaborar un plan de contingencias ante posibles desbordes sociales.
Prioritario	 Falta de apoyo por parte del gobierno en el desarrollo del proyecto.	Retraso en absolución de consultas, autorizaciones o toma de decisiones que impacten en tiempo, costo o calidad del proyecto.	Puesta en servicio del proyecto en la fecha planeada.	Mantener informado al cliente acerca del avance del proyecto y de su problemática para involucrarlo con las posibles soluciones.
Prioritario	 Cambios o vacíos en las exigencias regulatorias y normativas y/o en el contrato de concesión/ cliente.	Diferentes interpretaciones en la regulación.	Producto que corresponda a la fase en la cual ocurre el evento.	Gestionar de manera activa el marco normativo.
Prioritario	 Pagos no previstos de impuestos. Posible imposición de sanciones.	Propuesta de cambios en la regulación vigente.	Rendimiento esperado por los inversionistas.	Evaluar probables contingencias fiscales.
Aceptable	 No obtener autorizaciones para ejecutar el proyecto por parte de los municipios competentes.	Retrasos significativos en la obtención de la licencia de construcción.	Obras civiles. Montaje.	Mantener relaciones cercanas con las autoridades en las zonas de influencia del proyecto.
Prioritario	 Incumplimiento de cláusulas contractuales con proveedores.	Retrasos relevantes en los productos de la ruta crítica del proyecto.	Producto que corresponda a la fase en la cual ocurre el evento.	Exigir pólizas y cartas fianza, según corresponda, derivadas de la evaluación de riesgos potenciales y de acuerdo con el tipo y la magnitud de los contratos.











→ Cuadro 3.4

N.º	CATEGORÍA	CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PROBABILIDAD	IMPACTO	CRITICIDAD	REQUIERE RESPUESTA	VALORACIÓN DEL RIESGO	
FACTIBILIDAD DE LA INVERSIÓN									
13.	Externo	Bueno	Entrada de nuevos competidores.	25%	8	2.00	NO	Aceptable	
14.	Interno	Fuerte	Viabilidad.	10%	3	0.30	NO	Aceptable	
15.	Interno	Bueno	Obtención y costo del financiamiento.	25%	7	1.75	NO	Aceptable	
16.	Interno	Fuerte	Riesgo de diseño y tecnológico.	100%	10	10.00	SÍ	Inaceptable	
CONSTRUCCIÓN									
17.	Externo	Bueno	Permisos y ubicación del proyecto.	20%	3	0.60	NO	Aceptable	
18.	Interno	Bueno	Tipo de contrato de construcción.	30%	8	2.40	NO	Aceptable	
19.	Interno	Fuerte	Laborales clave: salida de personas del equipo.	60%	3	1.80	NO	Aceptable	
20.	Interno	Fuerte	Garantías de finalización.	30%	8	2.40	NO	Aceptable	
21.	Interno	Bueno	Historia y solidez financiera del contratista en construcción de proyectos similares.	30%	8	2.40	NO	Aceptable	

PRINCIPALES CAUSAS	DISPARADOR	PRODUCTO AFECTADO	PLAN DE ACCIÓN
Reconocimiento de mercados poco atendidos en materia ambiental.	1) Apertura del mercado. 2) Beneficios tributarios a inversionistas u otros.	Rendimiento esperado por los inversionistas.	1) Estudios del mercado objetivo. 2) Existencia de contratos a largo plazo que impidan la entrada de competidores en la zona.
1) No definir adecuadamente los alcances del proyecto. 2) Elaborar la factibilidad a partir de una ingeniería básica. 3) No definir plazos adecuados.	1) Cliente solicita reportes sobre actividades no contempladas en el alcance del proyecto. 2) Errores u omisiones en la ingeniería.	Proyecto.	1) Elaborar estudio de factibilidad. 2) Elaborar ingeniería de detalle.
1) Cambios en el costo del financiamiento. 2) Dificultad en obtener inversionistas.	1) Incremento constante en las tasas de interés. 2) Inflación creciente.	Proyecto.	Convocar a reuniones con potenciales inversionistas para presentar el proyecto con el fin de despertar interés en él.
1) Errores u omisiones en la ingeniería del proyecto (anteproyecto). 2) Modernización tecnológica no contemplada en el proyecto.	Planos para aprobación con errores de diseño.	Diseño de ingeniería.	1) Elaborar los planos del diseño dentro de lo definido en los alcances del anteproyecto. 2) Solicitar aprobación de estos planos por el cliente.
Dificultad para ubicar un terreno donde se construirá el proyecto.	Condiciones geológicas y/o ambientales se presentan fuera de lo previsto.	Proyecto.	1) Elaborar estudios de geología, arqueología y similares. 2) Prenegociar la venta de terrenos con propietarios de la zona.
Elaborar contratos tipo EPC (llave en mano) en los que se pierde control sobre las contrataciones y el control de riesgos.	1) Entrega de productos de baja calidad. 2) No entregar productos a tiempo.	Obras civiles. Montaje. Puesta en servicio.	Establecer entrega anticipada de las obras.
1) Insatisfacciones salariales. 2) Requerimiento de personal por otras empresas del sector.	1) Bajas en el rendimiento del personal. 2) Renuncias constantes del personal de proyectos.	Incidencia en la gestión diaria de la compañía.	1) Elaborar listado de personas clave, tratar de conseguir compromiso de permanencia, al menos por un periodo suficiente. 2) Ofrecer plan de carrera para personal clave.
Fallas de funcionamiento del proyecto después de la puesta en servicio.	Fallas registradas en el sistema.	Proyecto operativo.	Solicitar la emisión de fianzas de calidad y correcto funcionamiento de mínimo dos años después de la puesta en servicio.
Falta de experiencia en proyectos similares.	Imprevistos que superan la capacidad de respuesta técnica o financiera.	Suministros de obras civiles montaje.	1) Contratación de seguros de construcción. 2) Cancelar el contrato a tiempo y contratar al mejor segundo postor que quedó del proceso de evaluación para que dé continuidad a la obra.



→ Cuadro 3.4






N.º	CATEGORÍA	CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PROBABILIDAD	IMPACTO	CRITICIDAD	REQUIERE RESPUESTA	VALORACIÓN DEL RIESGO	
CONSTRUCCIÓN									
22.	Interno	Bueno	Costo de obras civiles.	45%	7	2.15	SÍ	Prioritario	
23.	Externo	Bueno	Reclamaciones de terceros y clientes.	30%	5	1.50	NO	Aceptable	
24.	Externo	Débil	Accidentes y emergencias; por ejemplo, derrames.	60%	7	4.20	SÍ	Prioritario	
25.	Externo	Débil	Riesgos de la naturaleza. Desastres naturales como inundaciones, terremotos, etc.	100%	9	9.00	SÍ	Inaceptable	
26.	Interno	Fuerte	Pago de multas y compensaciones al Estado/cliente por retrasos en la entrega de la obra.	70%	7	4.90	SÍ	Prioritario	
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO									
27.	Interno	Bueno	Alcance y naturaleza de los contratos de O&M.	30%	10	3.00	NO	Aceptable	
28.	Externo	Débil	Precio del suministro para O&M (gas y/o agua).	50%	3	1.50	NO	Aceptable	
29.	Externo	Débil	Riesgo de caída en la demanda de energía.	50%	7	3.50	SÍ	Prioritario	

PRINCIPALES CAUSAS	DISPARADOR	PRODUCTO AFECTADO	PLAN DE ACCIÓN
1) Incremento en el precio de los materiales y/o la mano de obra. 2) Errores u omisiones en los cálculos. 3) Errores en el dimensionamiento del proyecto (mayores metrados).	1) Solicitud de reconocimiento de sobrecostos. 2) Renuncia a culminar la obra.	Obras civiles.	Evitar el sobrecosto por incremento de precios debido a contratos por precios unitarios y procurar elaborar contratos bajo el esquema de suma alzada para que el contratista asuma cualquier sobrecosto o ahorro que pudiera ocurrir.
1) Impago de indemnizaciones por daños en propiedad privada. 2) Reclamaciones por mayores pagos por indemnizaciones.	Comunicaciones solicitando reconocimiento de indemnizaciones o mayores pagos.	Rendimiento esperado de los inversionistas.	1) Cobertura de estos riesgos a través de garantías en contratos de proveedores. 2) Incluir en el modelo financiero de valoración o monto contingencias por incumplimientos o daños a terceros.
1) Derrames de materiales peligrosos. 2) Accidentes de trabajo. 3) Muerte por malas prácticas de seguridad.	Cuando ocurra el incidente o el evento.	Obras civiles. Montaje.	1) Elaborar y controlar un índice de accidentalidad (frecuencia). 2) Elaborar registro de incidentes para prever su incidencia.
1) Terremotos. 2) Inundaciones. 3) Huacos.	En el momento que el desastre natural se produzca.	Producto que corresponda a la fase en la cual ocurre el evento.	1) Desarrollar un plan de seguridad y evacuación. 2) Considerar la construcción con estructuras antisísmicas.
Penalidad por el retraso en la entrega oportuna de los proyectos.	Retrasos importantes en actividades relacionadas con la ruta crítica del proyecto.	Puesta en servicio del proyecto en la fecha planeada.	1) Elaborar planes de contingencia ante inminente incumplimiento contractual. 2) Definir penalidades con contratistas en igual proporción a las comprometidas con el cliente en caso de incumplimiento.
1) Proveedores de servicio de mantenimiento de baja calidad. 2) Uso de tecnología obsoleta en el mantenimiento. 3) Costos elevados en mantenimiento. 4) Gas no suministrado por errores en actividades de O&M.	1) Fallas en el servicio. 2) Alta necesidad de mantenimiento correctivo.	Servicio suministrado. Ingresos.	1) Elaborar un indicador que permita medir el índice de errores de O&M. 2) Elaborar un manual de O&M que permita minimizar las faltas por errores humanos (establecer procedimientos y directivas).
1) Sequías. 2) Falta de abastecimiento de gas.	Incremento de precios.	O&M.	1) Elaborar estudios de estiaje de los próximos años con el fin de conocer en qué época se requerirán mayores recursos. 2) Elaborar estudios sobre existencia y probabilidad de uso del gas en el país.
1) Desaceleración de la economía. 2) Cobertura de la demanda por otros generadores.	1) Disminución en la tasa de crecimiento económico del país. 2) Menor consumo industrial o minero.		Elaborar listado de potenciales clientes alternos (minerías) que requieran conectarse al sistema a los cuales se podría ofrecer la energía no utilizada.



→ Cuadro 3.4







Nº	CATEGORÍA	CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PROBABILIDAD	IMPACTO	CRITICIDAD	REQUIERE RESPUESTA
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO							
30.	Interno	Bueno	Costos de O&M (ductos de agua, gas).	20%	5	1.00	NO
31.	Interno	Bueno	Seguridad en O&M.	25%	7	1.75	NO
32.	Interno	Bueno	Mal funcionamiento de las plantas por averías o inadecuada operación o fallas en parte de los equipos (turbinas, cámara criogénica).	25%	10	2.50	NO
33.	Interno	Bueno	Experiencia, historia y solidez financiera del operador.	25%	8	2.00	NO
COMPRA DEL PRODUCTO A LARGO PLAZO							
34.	Interno	Fuerte	Cuando existe o no un contrato de compra del producto a largo plazo a un precio fijado o un contrato firme de compra.	25%	2	0.50	NO

VALORACIÓN DEL RIESGO	PRINCIPALES CAUSAS	DISPARADOR	PRODUCTO AFECTADO	PLAN DE ACCIÓN
Aceptable	 <ol style="list-style-type: none"> 1) Elevación del costo administrativo. 2) Aumento del costo por intervenciones 3) Incremento del costo por reinversiones. 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Fallas o interrupciones en ductos. 2) Aumento de las intervenciones en instalaciones existentes. 		<ol style="list-style-type: none"> 1) Asegurar repuestos de calidad. 2) Definir adecuadamente el mantenimiento preventivo.
Aceptable	 <p>Omitir medidas de seguridad en el desarrollo de las actividades.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Ocurrencia de siniestros evitables. 2) Alto índice de incidentes. 		<ol style="list-style-type: none"> 1) Realizar charlas de seguridad de 5 minutos antes del inicio de los trabajos diarios. 2) Registrar incidentes para prevenir accidentes.
Aceptable	 <ol style="list-style-type: none"> 1) Repuestos de mala calidad. 2) Errores humanos en la manipulación. 	Fallas constantes en equipos.		<ol style="list-style-type: none"> 1) Contratar pólizas de daños adecuadas. 2) Disponer del personal calificado para su manejo y hacer el mantenimiento oportuno.
Aceptable	 <p>Errores u omisiones en la evaluación del operador que omite posibles problemas financieros para realizar la operación con normalidad.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) No entregar las fianzas definidas inicialmente en el contrato. 2) Problemas de pago al personal operativo que ocasionen huelgas o similares. 		Realizar una evaluación financiera detallada del operador antes de la contratación para asegurar que cuenta con los recursos para asumir los compromisos asumidos.
Aceptable	 <ol style="list-style-type: none"> 1) Contrato negociado que no permita cambios en las tarifas. 2) Mercado poco desarrollado o con pocas expectativas de crecimiento. 	Cambios en las tarifas.	Rendimiento esperado por los inversionistas.	Establecer en el contrato con el cliente que, ante cambios en las condiciones del mercado, se podrá reformular las tarifas asociadas al servicio.



→ Cuadro 3.4




N.º	CATEGORÍA	CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PROBABILIDAD	IMPACTO	CRITICIDAD	REQUIERE RESPUESTA
PROVEEDORES							
35.	Interno	Fuerte	Historial y solidez financiera del proveedor.	25%	10	2.50	NO
36.	Externo	Buena	Riesgo de reservas; por ejemplo, en el desarrollo de recursos naturales como agua y gas.	100%	10	10.00	SÍ
37.	Externo	Buena	Riesgo en los suministros.	20%	6	1.20	NO
SOLIDEZ DE LOS ACCIONISTAS							
38.	Interno	Fuerte	Historial y solidez financiera y la experiencia por país y sector de los accionistas y/o GE.	10%	9	0.90	NO
39.	Interno	Fuerte	Respaldo de los accionistas y/o GE evidenciado por su patrimonio, cláusulas de propiedad e incentivos.	10%	10	1.00	NO
INGRESOS							
40.	Interno	Buena	Riesgo de no percibir los ingresos previstos que permitan el repago de la deuda y aseguren la rentabilidad de los accionistas.	10%	10	1.00	NO

VALORACIÓN DEL RIESGO	PRINCIPALES CAUSAS	DISPARADOR	PRODUCTO AFECTADO	PLAN DE ACCIÓN
Acceptable	 Incumplimiento del contratista con los plazos de ejecución y/o la culminación de productos.	Incapacidad técnica o financiera del contratista (inadecuada selección).	Estudio de impacto ambiental y Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA). Obras civiles. Suministro. Montaje.	Establecer una garantía contractual en la que el contratista no solo asuma los costos de no entregar el suministro a tiempo sino que también cubra el costo por demoras en la percepción de los ingresos previstos.
Inaceptable	 Escasez del recurso natural.	1) Menor concentración del recurso natural. 2) Bajo rendimiento del recurso natural.	O&M.	Elaborar un plan de contingencias que permita adquirir recursos de diversas fuentes o elaborar negocios complementarios.
Acceptable	 Fallas de origen en suministros adquiridos.	1) Error en la elaboración de especificaciones técnicas o inadecuado control de calidad en fábrica por parte del productor. 2) Pruebas en fábrica no resultan satisfactorias de acuerdo con las especificaciones técnicas.	Suministro.	Exigir pólizas y fianzas que respalden la compra.
Acceptable	 Debilitamiento de la posición financiera de los accionistas.	Disminución de ratios de cobertura de endeudamiento (RCSD, EVA, Ebitda).	Rendimiento esperado por los inversionistas.	1) Controlar el comportamiento de los principales ratios financieros. 2) Mantener una buena calificación en el mercado de capitales por si se requiere realizar un nuevo financiamiento.
Acceptable				
Acceptable	 Mayor costo del valor de inversión debido a mayor precio en suministros, obras civiles, montaje, servidumbre y otros.	Recepción de ofertas de proponentes vía licitación mayores al presupuesto aprobado por el cliente.	Ingresos y pago de deuda.	1) Informar al cliente sobre las contrataciones que se van realizando. 2) Negociar un reconocimiento de la inversión sobre el valor de obra realmente ejecutado.



→ Cuadro 3.4

Nº	CATEGORÍA	CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PROBABILIDAD	IMPACTO	CRITICIDAD	REQUIERE RESPUESTA
AMBIENTALES							
41.	Externo	Bueno	Riesgo de paralizaciones de la obra debido a temores de contaminación ambiental.	80%	7	5.60	Sí
SINDICATOS Y CONFLICTOS SOCIALES							
42.	Externo	Débil	Constitución de sindicatos, conflictos sociales o huelgas durante la implantación del proyecto en la comunidad local.	75%	10	7.50	Sí
SERVIDUMBRES							
43.	Externo	Débil	Servidumbres ocupadas que dificultan la construcción, la operación y el mantenimiento y generan sobrecostos.	80%	7	5.60	Sí

VALORACIÓN DEL RIESGO	PRINCIPALES CAUSAS	DISPARADOR	PRODUCTO AFECTADO	PLAN DE ACCIÓN
Prioritario	 Temor de la población por impactos ambientales: contaminación de aguas, mal manejo de residuos, tala, ruido, etc.	1) Reclamos reiterados de la población. 2) Amenazas de paralización de obras.	Puesta en servicio del proyecto en la fecha planeada.	1) Alianzas con ONG locales. 2) Explicar alcance del proyecto y estudios de impacto ambiental realizados y/o por realizar para demostrar que no habrá impacto sobre el ambiente.
Inaceptable	 1) Desconocimiento del proyecto por parte de la población. 2) Aprovechamiento de los sindicatos para obtener cupos laborales.	1) Amenaza de bloqueos de rutas de acceso al proyecto. 2) Paralización de obras.	Puesta en servicio del proyecto en la fecha planeada.	1) Reuniones formales con los principales grupos sociales para explicar el proyecto y escuchar sus preocupaciones. 2) Establecimiento de un mecanismo formal para registrar y dar seguimiento a sus comentarios y quejas. 3) Realizar programas de ayuda social.
Prioritario	 Problemas de indemnizaciones, invasiones en fajas de servidumbre y/o deficiente gestión en programas de reasentamiento.	Cuando la negociación de servidumbre comprometa actividades de la ruta crítica.	Obras civiles. Montaje.	Cumplimiento de metas en la solución de nuevas ocupaciones en servidumbres.

3. Matriz de probabilidad e impacto de los riesgos

Una vez evaluados los riesgos, se elaboró una matriz de probabilidad-impacto con el fin de conocer cuáles son los riesgos que tienen mayor probabilidad de ocurrencia. Esta matriz sirve para definir la probabilidad y la severidad de cada riesgo. Es una herramienta utilizada para ubicar la posición relativa del riesgo respecto de su criticidad y facilita la toma de decisiones acerca de la prioridad que debiera darse cada vez que se aborda la necesidad de implementar planes de mitigación de riesgos. Esta matriz se muestra en el cuadro 3.5.

Los resultados de esta evaluación demuestran que los principales riesgos a los que se les debe prestar especial atención y que requieren de respuesta inmediata, identificados en el cuadro con trama oscura, son los provenientes de la naturaleza en lo relacionado tanto a desastres naturales (terremotos, huaicos, inundaciones, etc.) como a la falta de reservas del recurso natural (disponibilidad de agua y/o gas).

Cuadro 3.5. *Centrales eléctricas: matriz de probabilidad e impacto de proyectos de inversión*

PROBABILIDAD (%)	76-100		1. Exigibilidad jurídica de contratos, garantías y seguros 2. Servidumbres 3. Ambientales	1. Diseño y tecnología 2. Desastres naturales 3. Reservas del recurso natural (agua, gas)
	51-75	1. Obtención de apoyo gubernamental 2. Laborales	1. Accidentes y emergencias 2. Pago de multas y compensaciones	Sindicatos y conflictos sociales
	26-50	1. Precio del suministro para la O&M 2. Situación del mercado financiero	1. Costo de obras civiles 2. Caída en la demanda de energía	1. Político 2. Fuerza mayor 3. Apoyo gubernamental 4. Fiscal y tributario 5. Estabilidad del entorno jurídico y regulador
	0-25	1. Premios y ubicación del proyecto 2. Compra del producto a largo plazo 3. Viabilidad del proyecto	1. Seguridad en la O&M y suministros 2. Duración del crédito y la amortización 3. Costos de O&M 4. Obtención y costo del financiamiento	1. Entrada de nuevos competidores 2. Solidez financiera de los accionistas y los proveedores 3. No percibir los ingresos previstos
		Bajo (1-3)	Medio (4-7)	Alto (8-10)
		IMPACTO		

Elaboración propia.

Además, se debe cuidar al detalle el desarrollo de la ingeniería del proyecto e incluir en ella la modernización de equipos a la que hubiere lugar. Asimismo, los temas sindicales y los conflictos sociales deberán ser mitigados con rapidez ante la ocurrencia de un hecho riesgoso.

Los riesgos cuya atención es prioritaria para el proyecto son los señalados en trama media y corresponden a la estabilidad política y jurídica de nuestro país ante el contexto sociopolítico; la posibilidad de ocurrencia de accidentes, emergencias o pago de multas y compensaciones ante incumplimientos contractuales; e incrementos en el precio de las obras civiles por un mayor pago de servidumbres o disminución de la demanda de energía.

Por su parte, los riesgos identificados en trama clara son de índole aceptable y, si bien no son un peligro para el proyecto, deben ser considerados porque ante su no atención o descontrol podrían requerir atención prioritaria.

4. Análisis comparado de riesgos por tipo de generación

En este acápite se realiza un análisis cualitativo de los riesgos que impactan tanto la generación hidroeléctrica como la termoeléctrica y se determina en qué puntos ambas tienen similar riesgo para establecer cuál es más riesgosa. Asimismo, a partir de esta evaluación se ha analizado la financiación del proyecto estimando el *rating* del proyecto.

Se han identificado los riesgos más relevantes para el proyecto, los cuales se han establecido en 20 rubros. Para comparar los riesgos por tipo de generación, hidroeléctrica o termoeléctrica, se ha identificado la primera con líneas verticales y la segunda con líneas horizontales en el cuadrante de calificación que le corresponde a criterio del evaluador. Si ambos tipos de generación obtienen igual calificación el tramado se entrecruza (cuadro 3.6).

En cuanto a las diferencias en la calificación, se precisa que el riesgo de situación de mercado se enfocó en la demanda del mercado y se calificó como fuerte a la hidroeléctrica debido a que es la primera en despachar al SEIN y su demanda es grande. En la termoeléctrica se calificó como bueno debido a que es la segunda en ingresar al mercado.

Cuadro 3.6. Centrales hidroeléctricas y térmicas: análisis comparado de riesgos de proyectos de inversión

TIPO DE RIESGO \ IMPACTO	FUERTE	BUENO	REGULAR	DÉBIL
SOLIDEZ FINANCIERA				
1. Situación del mercado				
2. Ratios financieros: DSCR y LLCR				
3. Análisis de estrés (factor de carga o despacho)				
ESTRUCTURA FINANCIERA				
4. Duración del crédito frente a duración del proyecto				
5. Calendario de amortización				
ENTORNO POLÍTICO Y JURÍDICO				
6. Riesgo político				
7. Riesgo de fuerza mayor				
8. Apoyo gubernamental				
9. Estabilidad del entorno jurídico y regulador				
10. Obtención de autorizaciones necesarias				
CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN				
11. Riesgo de diseño y tecnológico				
RIESGO DE CONSTRUCCIÓN				
12. Permisos y ubicación				
13. Tipo de contrato de construcción				
14. Solidez financiera del contratista				
RIESGO OPERATIVO				
15. Contratos de O&M				
16. Experiencia, historia y solidez del operador				
RIESGO DE COMPRA DEL PRODUCTO A LARGO PLAZO (OFF TAKE RISK)				
17. Existe un contrato de compra del producto a largo plazo				
RIESGO DE LOS PROVEEDORES				
18. Riesgo de abastecimiento; por ejemplo, agua y gas				
19. Riesgo de precio, volumen y transporte de los suministros (insumos)				
SOLIDEZ DE LOS ACCIONISTAS Y/O GRUPO ECONÓMICO				
20. Historial, solidez financiera, respaldo y experiencia por sector de los accionistas				

Hidroeléctricas Térmicas Ambas
--

Elaboración propia.

Si se estresa el modelo por su capacidad de carga o despacho, al ser la hídrica más apalancada en el aspecto operativo, cualquier variación genera un cambio mucho mayor; por lo tanto, presenta un nivel de riesgo más alto.

La ubicación de las centrales hídricas sobre las corrientes de agua suele generar tensiones y conflictos con las comunidades locales que viven de la agricultura y la ganadería, por el temor de que las fuentes de agua no abastezcan sus campos, por lo cual resulta más riesgosa que la térmica. Al estar en regiones geológicamente más complejas, existe la posibilidad de un riesgo más alto en el caso de las hidroeléctricas.

En lo referente a la obtención de autorizaciones, la termoeléctrica tiene mejor calificación porque a priori se puede escoger el lugar donde se construirá el proyecto mientras que la hidroeléctrica se debe ubicar en un lugar donde exista caída de agua y los trámites son más engorrosos.

En cuanto al riesgo de diseño y tecnológico, en la hidroeléctrica existe mayor riesgo de cambios en el diseño pues se debe ajustar a las características del suelo del lugar donde se construya, en cambio en la termoeléctrica es más probable que la construcción se ajuste a la ingeniería elaborada.

El tipo de contrato de construcción es más confiable en la termoeléctrica porque es más probable cumplir con el plazo de construcción en este tipo de central que en la hidroeléctrica que suele requerir mayores plazos.

El riesgo de abastecimiento se ha calificado como regular para las hidroeléctricas por el problema del estiaje y en la termoeléctrica es considerado como bueno porque existen reservas probadas, pero pueden presentarse inconvenientes en el transporte (ductos).

De esta comparación se concluye que, a pesar de que en la mayoría de los riesgos evaluados ambos tipos de generación son similares (trama entrecruzada), es la generación termoeléctrica la que presenta mayores fortalezas al obtener mejor calificación total.

Por otro lado, para estimar el *rating* que una clasificadora de riesgo podría otorgar al proyecto, se ha elaborado una tabla que evalúa 20 rubros (riesgos probables) en función de una escala que se detalla en el cuadro 3.7.

Se ha asignado 50 puntos a la máxima fortaleza por rubro, 25 puntos para la calificación bueno, 15 puntos para regular y 5 puntos para débil.

Cuadro 3.7. Centrales eléctricas: asignación de puntajes para calificación de riesgos de proyectos de inversión

Calificación	Valor por rubro
Fuerte	50
Bueno	25
Regular	15
Débil	5

Elaboración propia.

De tal forma que si en los 20 rubros se presentara la mayor fortaleza obtendrían un total de 1000 puntos (cuadro 3.8) y se consideraría un proyecto extremadamente fuerte (con muy poco riesgo). Dentro del rango de puntajes posibles se puede asignar un *rating* equivalente expresado en letras¹⁸, y la probabilidad de incumplimiento (PI) en el repago del servicio de la deuda o *default*.

Cuadro 3.8. Centrales eléctricas: propuesta de puntaje por banda de rating para calificación de riesgos de proyectos de inversión

Categorías	Puntaje	Rating	PI*
Fuerte	951-1000	AAA	0.09
	901-950	AA	0.29
Bueno	801-900	A	0.53
	701-800	BBB+	0.83
	601-700	BBB	1.20
Regular	501-600	BB+	1.60
	401-500	BB	2.40
Débil	351-400	B+	3.60
	251-350	B	5.48
	151-250	CCC	9.38
	0-150	CC	56.00
<i>Default</i>	No se aplica	<i>Default 1</i>	—
		<i>Default 2</i>	—
Sin categoría	No se aplica	F	—

* La PI a considerar será el punto medio de la banda de *rating*.

Fuente: Apuntes del curso «Project Finance II» de la Maestría de Finanzas de la Universidad ESAN.

Elaboración propia.

18. Sistema de notación utilizado por las empresas calificadoras de riesgos, que lo han popularizado.

4.1. Calificación del proyecto hidroeléctrico

En función de la calificación otorgada a cada rubro tenemos que, sin ponderar cada conjunto de rubros, se ha obtenido 535 puntos; en tanto que si se utiliza la tabla de pesos diferenciada para cada conjunto se obtiene un puntaje algo mayor: 588.2 puntos (cuadro 3.9). Esta calificación, ponderada o no, nos sitúa en el rango correspondiente a un proyecto regular alto (de 501 a 600 puntos), con un *rating* de BB+ y una PI de 1.6%.

Cuadro 3.9. *Central hidroeléctrica: calificación de riesgos de proyectos de inversión*

Rubros a evaluar	Puntos	Puntos / rubro	Peso (%)	Factor / rubro	Puntaje ponderado
Solidez financiera (ratios del proyecto / flujos)	140	28	30	8.40	168.0
Entorno político y jurídico	85	17	20	3.40	68.0
Características de la operación	260	29	35	10.11	202.2
Solidez del patrocinador (accionistas y/o grupo)	50	50	15	7.50	150.0
Total	535		100		588.2

Elaboración propia.

4.2. Calificación del proyecto termoeléctrico

En función de la calificación otorgada a cada rubro se tiene que, sin ponderar cada conjunto de rubros, se ha obtenido 640 puntos; en tanto que si se utiliza la tabla de pesos diferenciada para cada conjunto se obtiene un puntaje algo mayor: 665 puntos (cuadro 3.10).

De forma similar, esta calificación nos sitúa en el rango correspondiente a un proyecto bueno bajo (de 601 a 700 puntos), con un *rating* de BBB y una PI de 1.2%.

Por lo tanto, se puede concluir que existe un riesgo semejante para ambos proyectos.

Cuadro 3.10. *Central térmica: calificación de riesgos de proyectos de inversión*

Rubros a evaluar	Puntos	Puntos / rubro	Peso (%)	Factor / rubro	Puntaje ponderado
Solidez financiera (ratios del proyecto / flujos)	125	25	30	7.50	150.0
Entorno político y jurídico	150	30	20	6.00	120.0
Características de la operación	315	35	35	12.25	245.0
Solidez del patrocinador (accionistas y/o grupo)	50	50	15	7.50	150.0
Total	640		100		665.0

Elaboración propia.

4

Evaluación de proyectos alternativos de inversión en energía eléctrica

En este capítulo se realiza la comparación del valor resultante de los modelos económico-financieros para centrales de generación hidroenergética, térmica de ciclo simple y térmica de ciclo combinado, con el supuesto base de que no hay restricción de capital para estas y que los proyectos son mutuamente excluyentes.

En primer lugar, se comparará modelos que tendrán iguales periodos de evaluación (30 años), sin considerar ningún valor residual de los activos pues se asume para la hidroeléctrica que los activos revertirán en beneficio del Estado al final del periodo de concesión. En el caso de las térmicas, se asume que la obsolescencia de la máquina al final de la vida útil de la turbina exigirá la construcción de una nueva central al año 30 y/o no se renueva el contrato de concesión.

En segundo lugar, sabiendo que la comparación a 30 años puede resultar no equitativa o injusta para la hidroeléctrica, se evaluará en este caso un escenario que considere la perpetuidad en el flujo de caja del proyecto. En este sentido, evaluar un proyecto hidroeléctrico a 90 años dará para fines prácticos los mismos resultados que asumir una perpetuidad. Asimismo, reproducir un proyecto de generación térmica de 30 años tres veces, para igualar el plazo de una generadora hidroeléctrica de 90 años, con fines prácticos dará el mismo resultado que asumir un flujo perpetuo, utilizando

el método del APV (valor presente equivalente, por su sigla en inglés Adjusted Present Value)¹⁹.

En ambos casos se utilizará para la evaluación de los flujos el APV para determinar el valor presente de los flujos futuros de la empresa debido a que la relación deuda/capital no es constante en el tiempo; por lo que descontar los flujos por el costo promedio ponderado del capital (WACC, por la sigla en inglés de Weighted Average Cost of Capital) no es una buena aproximación si se asume que el costo del servicio de la deuda se conoce desde el inicio.

En ambos casos, aunque no es conceptualmente necesario por cuanto se han igualado los plazos de evaluación para ambos proyectos, como una forma de corroborar los resultados previos se utilizará el método del valor anual equivalente (VAE) con el fin de determinar cuál de los dos proyectos sería más rentable o arrojaría mayor valor para los inversionistas.

1. Marco de análisis

Antes del análisis se sustentará la razón de emplear el APV como método de valuación de los flujos futuros del proyecto y de la determinación del costo de oportunidad correspondiente.

1.1. Evaluación de la inversión y el costo del capital

Para valorar una empresa en marcha es importante utilizar una tasa de descuento que sea consistente con la naturaleza de los flujos de caja, sobre la base de la continuidad operativa²⁰. En este caso se ha revisado dos opciones alternativas: el flujo de caja económico descontado al WACC y el APV.

19. Este método permite comparar proyectos con distinta expectativa de vida útil. El concepto es simple y se basa en primera instancia en traer a valor presente el flujo neto del proyecto, para luego realizar el artificio de asignarlo en montos anuales iguales durante su vida útil. Esta distribución en montos iguales (cuotas o anualidades) permite comparar el aporte anual.

20. Hay métodos alternativos como aquellos basados en el análisis del balance de la empresa (valor contable, valor de liquidación y similares) y otras aproximaciones a partir del análisis de la cuenta de resultados con múltiplos de los beneficios, las



La aplicación del flujo de caja descontado implica dos grandes retos: la estructuración de un flujo futuro de fondos que sea plausible (dado lo incierto del futuro) y la determinación del costo del capital. Para valorar una empresa o un proyecto se trae a valor presente el saldo neto de los flujos generados usando el WACC²¹; sin embargo, para su correcta utilización se requiere que el ratio de apalancamiento permanezca constante²², lo que implica que se equilibre en cada periodo la relación deuda/capital, de forma que esta no varíe sustancialmente.

Si se produjesen cambios sustantivos en la relación deuda/capital, la aplicación del WACC como tasa de descuento nos llevaría a resultados distorsionados; por lo que, si ese fuera el caso, es recomendable usar el método APV.

1.2. Valor presente ajustado

Durante las primeras fases de los proyectos de infraestructura se recurre al financiamiento por parte de terceros (bonos, líneas del Banco Mundial o el BID, *leasing*, Project Finance) lo que suele abarcar un significativo

ventas o el beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (Ebitda por la sigla en inglés de Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization). También otros se basan en la creación del valor, como el valor económico agregado (EVA, por la sigla en inglés de Economic Value Added) o en las opciones, como el de Black-Scholes.

21. Para ello se pondera las proporciones de capital propio y deuda en la empresa, según la fórmula:

$$WACC = K_e \times [E / (E + D)] + K_d \times (1 - t) \times [D / (E + D)]$$

donde WACC es el costo promedio ponderado del capital a utilizarse como tasa de descuento, E el patrimonio o capital propio (*equity*), D la deuda, K_e el costo del capital propio, K_d el costo de la deuda y t la tasa del impuesto a la renta.

22. Entre las principales limitaciones citadas están:

- El método supone que la estructura del capital propio y la deuda se mantienen constantes a lo largo de la vida útil del proyecto. En la práctica, y en general, las ponderaciones cambian conforme se vaya pagando la deuda.
- A medida que se cancele la deuda adquirida el ratio deuda/capital disminuye, con lo cual el proyecto se hace cada vez menos riesgoso para el inversionista. Así, el costo de oportunidad del capital que proviene de fuentes internas cae (debido a este menor riesgo). En este punto es importante resaltar que, por definición, el costo ponderado del capital no cambia (Beltrán & Cueva, 2005: 656).

porcentaje de la inversión a realizar. A medida que el proyecto empieza a generar flujos se van reduciendo las obligaciones con terceros hasta su extinción. Como consecuencia, la relación deuda/capital sufre alteraciones consecutivas, progresivas y acumulativas a través de los años de vigencia del proyecto.

Por otro lado, dada su magnitud y características, en este tipo de proyectos se recurre comúnmente a financiamiento al margen del balance (Project Finance) o mediante *leasing*.

Se sabe que en proyectos de generación de electricidad no se toma nueva deuda durante la operación, salvo para el *overhaul* de equipos o la modernización técnica, pero estos montos no llegan de forma alguna al alto ratio deuda/capital original.

Para enfrentar correctamente estas atenciones es recomendable utilizar el método APV²³ dado que, a medida que varía la relación deuda/capital, cambia también el riesgo asumido por el inversionista y, por ende, el valor del costo del capital propio (K_e).

Con el APV, en un primer momento se considera que la empresa o el proyecto han sido financiados exclusivamente por capital propio; a lo que luego se añade el ahorro fiscal generado por los intereses del servicio de la deuda y otros derivados del endeudamiento, como el efecto fiscal de los costos de emisión en el caso de financiarse con bonos.

1.3. Capital Asset Pricing Model

Estimar el costo del capital representa un desafío considerable, en particular para el capital propio (K_e), donde no existe un valor de mercado

23. Es igual al valor presente (VP) neto del proyecto (como si este no tuviera financiamiento) descontado al K_μ o K_{OA} (tasa no apalancada), a lo que se debe sumar el valor presente de las deducciones impositivas (ahorros fiscales) que surgen del pago del financiamiento que realmente tiene la empresa, descontados al valor de mercado de la deuda (K_d). Este método también se denomina valor actual neto ajustado.

consensuado²⁴, como sí suele existir para el costo de la deuda (K_d). Pero, a diferencia de lo que se podría suponer, se cuenta con una forma simple y relativamente objetiva de estimarlo gracias al Capital Asset Pricing Model (CAPM)²⁵.

De acuerdo con la teoría financiera moderna, el costo del capital propio (K_e) de una inversión es el reflejo directo del riesgo asumido por el inversor. En lo esencial se supone que los inversores son adversos al riesgo y, por ello, exigen a sus inversiones mayor retorno en caso de percibir un mayor riesgo relativo y viceversa²⁶. Un axioma o un principio básico es no asumir ningún riesgo adicional si este no se compensa con creces por un rendimiento adicional (relación riesgo/rentabilidad esperada).

Por otro lado, se debe tener en cuenta que todo riesgo no es idéntico, pues existe un componente del riesgo subyacente a la empresa o el activo determinado que es independiente del comportamiento del mercado (riesgo asistemático o no sistemático) y otro componente que es sistémico, es decir, afecta a todos los que operan en ese mercado. Aun así, este último riesgo no afecta por igual a todas las empresas, ya que sus efectos difieren de compañía en compañía.

Sin embargo, en una inversión o un proyecto específico del sector real, los directivos no pueden eliminar la porción no sistemática de riesgo, ya

24. Una manera de hacerlo es que el accionista especifique cuánto más quisiera ganar por asumir el riesgo que la empresa le representa sobre la tasa de interés que la empresa paga por sus préstamos a terceros. El razonamiento es que el accionista requiere de la empresa un retorno mayor por asumir mayores riesgos que un acreedor (dado que el dividendo se paga después de los intereses y el principal).
25. Este modelo fue desarrollado por William F. Sharpe, premio Nobel de Economía de 1990 (Sharpe, 1963 y 1964), y por John Lintner (1965) y Jan Mossin (1966), entre otros analistas. El propio Sharpe (1964) acota en su artículo: "After preparing this paper the author learned that Mr. Jack L. Treynor, of Arthur D. Little, Inc., had independently developed a model similar in many aspects the one described here. Unfortunately Mr. Treynor's excellent work on this subjects is, at present, unpublished".
26. «El cálculo de los recursos propios es más complejo, como veremos, y depende del riesgo que debe asumir el accionista» (Stern & Shiely, 2002: 22).

que están sujetos al riesgo específico de su empresa y no les es posible diversificar de la misma forma que lo hacen los inversores bursátiles. Por tanto, el riesgo total es una medida más apropiada para el concepto de riesgo de los directivos. En especial se debe considerar el *downside risk* y no solo la varianza de los resultados.

La teoría propone un modelo de primas de riesgo-retorno acumulables que permite estimar el costo del capital propio según el modelo CAPM. Dentro de los principales supuestos de este modelo está el comportamiento racional de los inversores, el cual se puede sintetizar en los siguientes puntos:

- Aversión al riesgo de los inversionistas.
- Los inversionistas no incurrir en riesgos adicionales si no obtienen un rendimiento suficiente a cambio.
- Los inversionistas pueden acceder a créditos sin límites a la tasa libre de riesgo y, recíprocamente, pueden colocar fondos de forma ilimitada a dicha tasa.
- El mercado es eficiente, se conocen todos los aspectos de la información relevante, y fija los precios de los activos de forma precisa. No existen costos de transacción.
- Los distintos inversionistas juzgan los retornos esperados y los riesgos asociados (desviación estándar) de igual forma.

El modelo CAPM determina la relación entre rentabilidad y riesgo en un portafolio o un título cuando el mercado es eficiente y está en equilibrio. A pesar de que los supuestos del modelo no necesariamente se cumplen en la vida real²⁷, sobre todo en los países emergentes, la capacidad predictiva

27. Algunos de estos supuestos se pueden presumir como muy restrictivos, pero son necesarios para construir el modelo. Luego se los puede relajar sin que cambie la esencia del concepto. En todo caso, el realismo de los supuestos no es condición para la validez del modelo. Siguiendo lo planteado por Milton Friedman en su artículo sobre la metodología de la economía positiva: «Se comprobará que hipótesis verdaderamente importantes y significativas tienen supuestos que son representaciones de la realidad claramente inadecuadas y, en general, cuanto más significativa sea la teoría, menos realistas serán los supuestos», o también: «... una teoría no puede verificarse por el realismo de sus supuestos» (Friedman, 1967: 19 y 27).

del modelo ha demostrado ser efectiva y tiene un amplio uso entre analistas financieros²⁸.

En los mercados desarrollados de capitales el modelo CAPM opera sin mayores problemas, pero se cuestiona que sea aplicable a mercados emergentes donde los supuestos en los que se basa no se cumplen. Para superar algunos de estos cuestionamientos se ha adaptado el modelo, introduciendo otras variables y conceptos como el riesgo-país y la variable Lambda.

El modelo CAPM plantea una solución al problema del cálculo del costo del capital al ofrecer un método para determinar el costo de oportunidad de los recursos propios, el cual coincidirá (en un contexto de equilibrio del mercado de capitales eficiente) con el rendimiento esperado $[E(R)]$ para los títulos de la empresa.

Se puede imaginar que el inversor tiene solo dos opciones: invertir en un activo libre de riesgo, por ejemplo, bonos del Tesoro de Estados Unidos²⁹, cuya rentabilidad es segura, o invertir en esta acción, proyecto o empresa, por lo que su rentabilidad esperada (exigida) será mayor, dado que enfrenta una situación de riesgo.

1.4. Costo de oportunidad

Dado el monto involucrado, en este tipo de proyectos de inversión intervienen empresas o inversionistas diversificados de escala global que pueden escoger entre distintas alternativas en diferentes países. Por ende, su decisión parte de evaluar rendimientos equivalentes en mercados estables y seguros en los cuales vienen operando, ajustando estos rendimientos exigidos al mayor riesgo en los países emergentes.

El cálculo del rendimiento esperado por el accionista y , por ende, del costo de oportunidad (K_{OA}) a aplicar se estima a través del coeficiente beta

28. Como ningún método es perfecto, existen distintas objeciones al modelo CAPM; sin embargo, se considera que sus limitaciones pueden paliarse parcialmente con modificaciones apropiadas (Pereiro & Galli, 2000).

29. Estos bonos pueden ser de corto plazo, menos de 1 año, denominados Treasury Bills (T-Bills); de mediano plazo, de 2 a 10 años, denominados Treasury Notes (T-Notes); o de largo plazo, más de 10 años, denominados Treasury Bonds (T-Bonds).

(β) ³⁰. En el caso de empresas de servicios públicos regulados en países emergentes que no cotizan en mercados eficientes y suficientemente profundos existen tres opciones: 1) usar el beta sectorial, 2) utilizar los betas públicos y 3) calcular el beta basado en los datos primarios de dichas empresas.

Para el presente caso se ha tomado el beta sectorial de las empresas del sector eléctrico en el mercado Oeste de Estados Unidos que cotizan en la Bolsa de Nueva York y están incluidos en el índice S&P 500 elaborado por la calificadora de riesgos Standard & Poor's³¹, dado que el apalancamiento financiero de esas empresas es similar al de los proyectos a analizar³².

Se entiende que la tecnología y los procesos del sector eléctrico son conocidos y no difieren sustancialmente de un país a otro³³. Sin embargo, debido a que existen diferentes costos relativos de los factores de producción, la normativa correspondiente al sector es disímil, la estructura competitiva es característica de cada mercado y existe un nivel de riesgo mayor en una economía emergente, se incorpora el riesgo-país para el cálculo del costo de oportunidad del capital desapalancado (K_{OA})³⁴.

En este caso se toma la tasa libre de riesgo (R_f) correspondiente al promedio aritmético del rendimiento de los T-Bonds entre los años 1928 y 2010,

30. Es una medida de la volatilidad de un activo (una acción o un valor) relativa a la variabilidad del mercado, de modo que valores altos de beta denotan mayor volatilidad.
31. Este beta sectorial es 0.48 y resulta del promedio ponderado de 14 empresas que presentan un ratio valor de mercado de la deuda frente al valor del patrimonio de 83.18% (Damodaran Online, 2011: Unlevered Beta-Electric Utility West).
32. Se emplea el principio de empresas comparables con base en su grado de apalancamiento; pero si, por alguna otra consideración, se hubiera optado por tomar el beta desapalancado del sector eléctrico del Este, la cifra usada hubiera coincidido plenamente. Por ello, los resultados de los cálculos posteriores no hubieran sufrido variación alguna (Damodaran Online, 2011: Betas by Sector).
33. En opinión del profesor Sergio Bravo: «De las experiencias obtenidas en países de nuestra región se observa que es posible obtener el COK del sector eléctrico y de saneamiento aplicando la metodología del beta sectorial y que los resultados serán parecidos a los obtenidos mediante la metodología de los rendimientos directamente calculados» (Bravo, 2004c: 14).
34. Para ello se usa la fórmula: $K_{OA} = R_f + \beta_{OA} \times (R_m - R_f)$.

que es equivalente a 5.28%³⁵; el beta sectorial desapalancado (β_{OA}) calculado por Damodaran = 0.48; la prima de riesgo ($R_m - R_f$) resulta del promedio aritmético del rendimiento del mercado (R_m) del año 1928 al 2010³⁶; y la tasa libre de riesgo antes mencionada (R_f) es equivalente a 6.03% (Damodaran Online, 2011). De tal forma que, efectuados los cálculos, se tiene:

$$K_{OA} = 8.1744\%$$

A ello se le debe agregar el riesgo-país³⁷. En el caso peruano ese índice se mide por el Emerging Markets Bond Index Plus (EMBI+) y en la

35. La tasa libre de riesgo por excelencia (R_f) es la tasa ofrecida por los T-Bills, pues es muy poco probable que dejen de ser honrados y, por su pronto vencimiento, se ven menos afectados por efectos inflacionarios o variaciones de las tasas de interés que pudieran ocurrir. Sin embargo, al emplear los T-Bonds para estimar la prima de riesgo se recomienda usar la misma tasa para calcular la tasa libre de riesgo. Se debe ser coherente en términos del plazo tomado: si se usa T-Bills para la R_f también se debe utilizarlos para el cálculo de la prima de riesgo; si, por el contrario, se usa T-Bonds para la R_f , entonces también se los debe emplear para calcular la prima de riesgo.
36. La gran ventaja de tomar horizontes amplios es que mitigan o amortiguan los efectos de los ciclos económicos que tienen auges temporales y depresiones consecutivas (disminuye la desviación estándar). Hay entidades especializadas, como Ibbotson Associates, y académicos de nota, como Damodaran, que lo recomiendan, en especial para proyectos de largo plazo de vida.
37. El método más usado para medir el riesgo-país es calcular el *spread* (diferencia) del rendimiento de los bonos soberanos respecto de los bonos del Tesoro de Estados Unidos, el cual expresa cuánto más debe pagar el país a un inversionista extranjero para que acepte un activo financiero (valor) de mayor riesgo por provenir de un país emergente.

Ese mayor riesgo puede deberse a distintos factores como más volatilidad económica, riesgo político (posibles expropiaciones o incumplimiento de compromisos financieros internacionales por parte del país) y riesgo cambiario (apreciación o depreciación de la moneda), entre otros. Frente al riesgo político se han creado seguros internacionales para la inversión, como la Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA) del Banco Mundial, o la Overseas Private Investment Corporation (OPIC) de Estados Unidos, a los cuales el Perú se ha adherido desde 1992.

En la medida en que un país disminuye su nivel de riesgo puede alcanzar el Investment Grade, o grado de inversión, lo que lo hace más atractivo y menos costoso para la inversión extranjera y le permite obtener fondos del exterior en mejores condiciones y a menor interés.

actualidad es 1.83³⁸. Siguiendo a Bouchet et ál. (2007), el riesgo-país tiene poca relación con dicho índice que responde a factores ajenos al entorno nacional como el grado de liquidez del mercado internacional, el nivel de las tasas de interés, las perspectivas económicas de los distintos mercados y el manejo de los portafolios y de la banca de inversión, entre otros. Por esta razón, se ha preferido tomar la medida de riesgo-país (Country Risk Premium) calculada por Damodaran, la cual era 3% para julio del 2011.

Así, el K_{OA} para nuestro proyecto será:

$$K_{OA} \approx 11.17\%$$

Otra alternativa válida, pero que no ha sido desarrollada en el presente estudio, es utilizar el modelo de Gordon-Shapiro para superar las limitaciones teóricas y de cálculo del coeficiente beta.

2. Modelo a evaluar

El modelo desarrollado incluye los efectos que corresponden a la emisión de Bonos de Carbono, lo cual hace la diferencia entre la alternativa hidroeléctrica de pasada³⁹ y la térmica a ciclo combinado. En el cuadro 4.1 se describen los principales supuestos que contempla el modelo.

2.1. El proyecto

Este desarrollo considera un proyecto de generación de 200 MW y compara la generación termoeléctrica con la hidroeléctrica.

La inversión se estima en US\$ 301.1 millones para el caso de la planta hidroeléctrica de pasada, US\$ 120 millones para la térmica de ciclo simple y US\$ 170.7 millones para la térmica de ciclo combinado. El periodo de ejecución de la obra es de tres y dos años, respectivamente. El calendario de construcción se presenta en el cuadro 4.2.

38. BCRP, *Nota Semanal*, Resumen Informativo N.º 20, Lima, 20 de mayo de 2011.

39. Una central de pasada es aquella en que no hay acumulación apreciable de agua para accionar las turbinas.

Cuadro 4.1. Centrales hidroeléctrica y térmicas: supuestos para evaluación de proyectos

Rubro	Hidroeléctrica	Térmica de ciclo simple	Térmica de ciclo combinado
Proyecto	Nueva empresa (el proyecto es una nueva empresa)	Nueva empresa (el proyecto es una nueva empresa)	Nueva empresa (el proyecto es una nueva empresa)
Tipo de central	De pasada	Ciclo simple	Ciclo combinado
Periodo de evaluación	30 años, con y sin perpetuidad	30 años, con y sin perpetuidad	30 años, con y sin perpetuidad
Inversión (millones de US\$)	301.18	120.00	170.77
Capacidad instalada (MWh)	200	200	200
Inversión (US\$ millones/MW)	1.51	0.60	0.85
Estructura deuda/capital	80/20	80/20	80/20
Tipo de financiamiento	Crédito sindicado	<i>Leasing</i>	<i>Leasing</i>
Colaterales	Fideicomiso de flujos y de garantías	Fideicomiso de flujos y de garantías	Fideicomiso de flujos y de garantías
Plazo de financiamiento (años)	15	9	9
Depreciación	20% anual (D. Legislativo 1058)	Plazo del contrato de <i>leasing</i>	Plazo del contrato de <i>leasing</i>
Devolución anticipada del IGV (Ley 28876)	Aplica	No aplica	No aplica
Método de evaluación	APV / VAE	APV / VAE	APV / VAE
Ratio de emisión por tCO ₂ /GWh*	No aplica	676.7	415.3

* Fonam, 2004: Apéndice C, p. 88.
Elaboración propia.

Cuadro 4.2. Centrales hidroeléctrica y térmicas: calendario de construcción para evaluación de proyectos de inversión

Rubro	Hidroeléctrica	Térmicas
Inicio de la construcción (año)	2011	2011
Puesta en marcha (año)	2014	2013
Tiempo de construcción (meses)	36	24

Elaboración propia.

2.2. Periodo de evaluación

El proyecto considera en sus distintos escenarios un horizonte de evaluación de 30 años.

2.3. Inversión estimada

Se ha identificado el monto de los fondos necesarios para la inversión en terreno, obra civil e instalaciones, y equipamiento (cuadro 4.3).

Cuadro 4.3. *Centrales hidroeléctrica y térmicas: inversión estimada para evaluación de proyectos de inversión (US\$ millones)*

Rubro	Hidroeléctrica	Térmica de ciclo simple	Térmica de ciclo combinado
Terreno	0.71	0.28	0.40
Obra civil e instalaciones	207.10	29.72	42.30
Equipamiento	93.37	90.00	128.07
Total	301.18	120.00	170.77

Elaboración propia.

2.4. Estructura de financiamiento

En el cuadro 4.4 se muestra la composición de los fondos requeridos para la inversión en la planta de generación hidroeléctrica y en las térmicas de ciclo simple y de ciclo combinado. Se ha considerado un aporte de capital del 20% y un financiamiento del 80% de los valores totales de inversión. Para los tres casos se ha supuesto la constitución de un fideicomiso de flujos y otro de garantía⁴⁰.

40. De acuerdo con la legislación peruana, el fideicomiso de flujos es aquel en el que una persona natural o jurídica transfiere el dominio fiduciario de los derechos de cobro de sus acreencias o flujos futuros para que los bienes fideicometidos se administren y destinen en forma exclusiva, y prioritaria, al pago de una obligación en beneficio de sus acreedores, definidos contractualmente. Mientras que en el fideicomiso de garantía los bienes del patrimonio fideicometido se destinan a asegurar el cumplimiento de determinadas obligaciones, pactadas o por pactarse, a cargo del fideicomitente o un tercero, pudiendo el beneficiario requerir, como acreedor, al fiduciario la ejecución o la enajenación según el protocolo establecido en el acto constitutivo.

Cuadro 4.4. Centrales hidroeléctrica y térmicas: fuente de los fondos para evaluación de proyectos de inversión (US\$ millones)

Rubro	Porcentaje	Hidroeléctrica	Térmica de ciclo simple	Térmica de ciclo combinado
Aporte de socios	20	60.24	24.00	34.15
Financiamiento	80	240.94	96.00	136.62
Total	100	301.18	120.00	170.77

Elaboración propia.

2.5. Ingresos

Los precios de venta de energía utilizados están basados en las proyecciones del COES, se considera como año base de inicio de operaciones el 2013 para las térmicas y el 2014 para la hidráulica. Los supuestos de ingreso se detallan a continuación.

2.5.1. Precio de la energía por generación

En el mercado de generación se producen tres tipos de transacciones: las ventas de energía y las ventas de potencia entre generadores, y las ventas de energía a las empresas de distribución para clientes finales de electricidad:

- *Ventas a clientes libres*⁴¹: los precios pagados por un cliente del mercado libre deben incluir, además de los precios de energía y potencia que cubren los costos de generación, los costos (o tarifas) de la transmisión y/o la distribución, regulados por Osinergmín, por lo que en el precio final para un cliente libre hay un componente regulado.
- *Ventas de potencia y energía entre generadores*: estas se producen por problemas imprevistos en la generación y/o en la transmisión que hacen que la cantidad ofrecida por una generadora esté por debajo de su demanda y deben realizarse a costos marginales instantáneos o precios *spot* fijados por el COES.

41. Estos clientes son principalmente empresas mineras y grandes centros comerciales, entre otras.

- *Ventas de energía y potencia de generadores a empresas de distribución eléctrica*: se hacen a precios regulados por Osinergmín.

Los precios que paga el usuario del servicio público de electricidad cubren el costo de generación, transmisión y distribución de la energía. Las tarifas o los precios en barra⁴² inician la cadena de costos pues cubren los de generación y transmisión; luego se añade el valor agregado de distribución (VAD) que debe remunerar esta actividad.

El precio de la energía por generación está representado por los costos marginales, estimados según el modelo Perseo⁴³ utilizado por Osinergmín sobre la base de un área de demanda, que es un conjunto de subestaciones eléctricas.

El Decreto Legislativo 1041 y el Decreto de Urgencia 049-2008 señalan: «... los costos marginales de corto plazo del SEIN se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad».

Dentro de este marco, se ha tomado la simulación de los costos marginales para la barra Santa Rosa 220 kV calculados por el COES (figura 4.1).

42. Las tarifas en barra se obtienen a partir de los precios básicos de la energía y la potencia, los que luego son ajustados por las pérdidas de potencia y energía generadas en la transmisión; a ellos se les agrega finalmente los peajes unitarios por el uso de los sistemas de transmisión. Según la Ley de Concesiones Eléctricas no pueden diferir en más de 10% del promedio de las tarifas establecidas en el mercado libre.
43. El modelo ha sido concebido con el objeto de resolver las limitaciones de otros modelos (como Camac y Juntar) utilizados en la actualidad para el cálculo de los precios en barra de la energía, frente a la integración de las redes de transmisión interconectadas en el Sinac. En este sentido, ha sido orientado a resolver el problema de planeamiento de la operación de mediano plazo; es decir, busca un plan óptimo que minimice el costo total de operación sobre una base mensual. El modelo se concibió con las siguientes características: multiembalse, multinodo y multiescenario. Asociados al plan óptimo de operación se obtienen los costos marginales en cada barra del sistema, los que finalmente se utilizan para formar la estructura de precios (Osinergmín, 2012: Perseo/modelo cálculo).

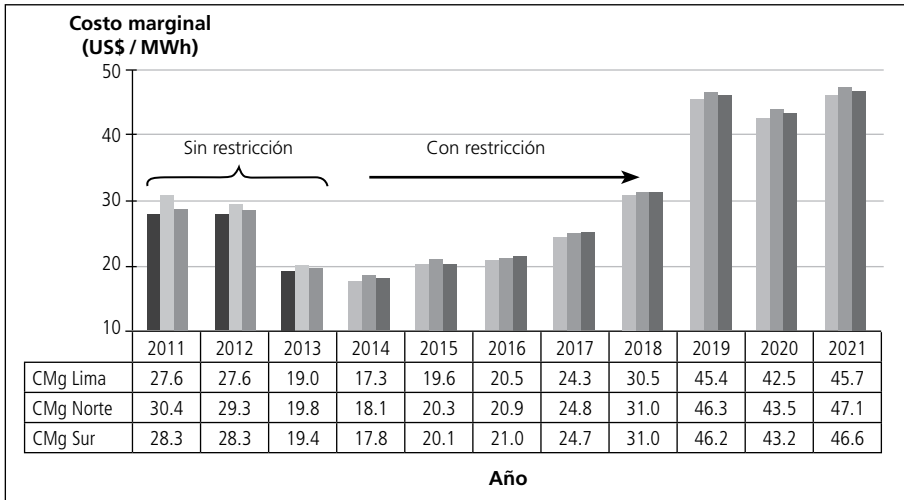


Figura 4.1. Barra Santa Rosa (220 kV): costo marginal por MWh, 2011-2021

Fuente: Osinergmín.

2.5.2. Ingresos garantizados por potencia

Los ingresos garantizados por potencia corresponden al pago por la capacidad instalada, con independencia de la generación de energía de la central. Para la remuneración de los ingresos por potencia se ha tomado el valor a mayo del 2011, publicado por Osinergmín, y para los valores futuros se ha utilizado la proyección elaborada por el grupo Endesa. En el cuadro 4.5 se aprecian los valores base del año 2013 para las centrales termoeléctricas y del año 2014 para la hidroeléctrica.

Cuadro 4.5. Centrales hidroeléctrica y térmicas: supuestos de ingresos para evaluación de proyectos de inversión (US\$ millones)

Rubro	Hidroeléctrica	Térmica de ciclo simple	Térmica de ciclo combinado
Potencia garantizada (US\$/kW)	6.59	5.60	5.60
Energía spot (US\$/MWh)	30.06	30.06	30.06
Margen comercial (US\$/MWh)	48.64	48.64	48.64

Fuente: Osinergmín; Endesa.
Elaboración propia.

2.5.3. Ingresos por Bonos de Carbono

Para calcular los ingresos por la comercialización de los CER se ha utilizado el método simplificado consistente en calcular la cantidad de emisiones equivalentes en tCO₂ por MWh producido por la central de generación (Fonam, 2004: 75). Las emisiones se calculan sobre la base del factor de conversión establecido por la autoridad correspondiente, en el caso peruano es el SEIN. Según el Fonam, para el 2004 el factor de emisión era de 0.7 tCO₂/MWh. Sin embargo, sugiere para los siguientes diez años un rango para el factor entre 0.85 y 0.57 tCO₂/MWh. Por otro lado, el Banco Mundial propone un factor de emisión para el 2017 de 0.44 tCO₂/MWh.

Por esta razón, para determinar el factor de emisión aplicaremos una razón lineal para los siguientes diez años que permita alcanzar en el último periodo de este rango el valor de 0.57 tCO₂/MWh. A partir de 2014 realizaremos el mismo ejercicio para alcanzar el factor propuesto por el Banco Mundial de 0.44 tCO₂/MWh para el 2017, asumiendo que en adelante el factor se estabilizará. A continuación se describe el procedimiento de cálculo y se presentan los resultados de cada generadora.

Procedimiento del cálculo

- Calcular la energía anual producida por la generadora.
- Calcular la cantidad de CO₂ equivalente que se dejará de emitir a la atmósfera.
- Calcular el flujo por la comercialización de los CER.

Flujo esperado por comercialización de CER para el primer año de operación de la central

- Se gestiona los Bonos de Carbono en la modalidad ERPA desde la etapa inicial del proyecto (diseño y construcción) para que estos generen flujos desde el inicio de las operaciones.
- Fórmula:
Flujo = Cantidad en tCO₂ que se deja de emitir * Precio *forward* del CER
- Resultado: 4.7 millones para la central hidroeléctrica y 1.41 para la central térmica de ciclo combinado.

Es preciso anotar que los valores de emisión de la generadora de ciclo simple están por encima del promedio de contaminación establecido por el SEIN, motivo por el cual su capacidad de calificar a Bonos de Carbono es nula.

2.6. Producción de energía

La central hidroeléctrica considera una potencia instalada de 200 MW, su desarrollo requiere de 4 turbinas de 50 MW cada una. Asimismo, la central de ciclo combinado consta de 3 turbinas, 2 de 70 MW a gas y 1 de 60 MW a vapor, y una unidad recuperadora de calor. Las turbinas de gas de la marca 1 y la turbina hidráulica de la marca 2 tienen una capacidad nominal en conjunto de 200 MW para cada proyecto. Para el caso de la central térmica de ciclo simple se evaluará su capacidad de generación con base en 4 turbinas, cada una con capacidad de 50 MW, todas de la marca 2.

El factor de carga para la central hidroeléctrica es de 65%, establecido por el promedio nacional de utilización de la capacidad instalada para el año 2010. Por otro lado, el factor de carga de la central térmica será de 85%, establecido por Endesa para sus proyectos de inversión, y para el caso del ciclo simple dicho factor será de 85%. En función de mantener un margen de seguridad razonable frente a naturales incrementos del precio *spot* en épocas de estiaje, la proporción de contratos se ha fijado en 80% del factor de carga promedio anual.

El cuadro 4.6 detalla las características técnicas de producción por tipo de generación.

Cuadro 4.6. Centrales hidroeléctrica y térmicas: supuestos de producción de energía para evaluación de proyectos de inversión

Rubro	Hidroeléctrica	Térmica de ciclo simple	Térmica de ciclo combinado
Potencia remunerada (MW)	192	194	194
Generación (MW/año)	1'093,248	1'444,524	1'444,524
Energía <i>spot</i> (MW/año)	218,650	288,905	288,905
Energía para contratos (MW/año)	874,598	1'155,619	1'155,619
Factor de carga (%)	65	85	85

Elaboración propia.

2.7. Egresos operativos

La información correspondiente a los egresos por costos de administración, operación, mantenimiento, legales y de ventas se obtuvo del área de proyectos de Endesa (cuadro 4.7).

2.8. Depreciación

Las consideraciones para la depreciación de activos tienen particulares condiciones para cada tipo de empresa de generación, pues dependen de su matriz energética. En nuestro país las centrales que utilicen recursos renovables gozan de beneficios tributarios que deben contribuir a hacerlas atractivas para los inversionistas.

Para las centrales hidroeléctricas está vigente el incentivo de depreciación acelerada según el Decreto Legislativo 1058. En aplicación de esta norma se podrán depreciar los equipos, las instalaciones y las edificaciones a no más del 20% como tasa global anual. Además, de acuerdo con la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (Sunat) y las normas internacionales de contabilidad, los gastos financieros en los que se incurra durante toda la etapa preoperativa deberán computarse como costo y no como gasto, por lo cual se activarán y amortizarán igual que los activos fijos.

Por otro lado, las centrales cuya matriz energética emplee la quema de combustibles fósiles no cuentan con beneficios tributarios, por lo cual en este caso se depreciarían de acuerdo con la norma tributaria vigente: edificios e instalaciones a 5% anual y equipamiento a 10% anual. Sin embargo, al haber escogido un *leasing* a 9 años para financiar la obra se podrá depreciar los activos a una razón equivalente al plazo del contrato de financiamiento. Asimismo, los gastos financieros en que se incurre en el periodo preoperativo se considerarán como costos de inversión y activados, para luego depreciarse a la misma razón que los activos fijos. El cuadro 4.8 presenta las tasas de depreciación de cada tipo de central.

Cuadro 4.7. Centrales hidroeléctrica y térmicas: supuestos de egresos para evaluación de proyectos de inversión

Tipo de egresos	Central	Hidroeléctrica	Térmica de ciclo combinado	Térmica de ciclo simple
Gastos operativos				
Combustible (millón de BTU/MWh)		0.00	6.74	10.88
Sistema de transmisión (US\$/año)		5'549,172	2'774,586	2'774,585
Operación y mantenimiento fijos (US\$/MW-año)		12,000	17,000	10,490
Operación y mantenimiento variables (US\$/MWh)		0.30	2.10	4.20
Seguros de equipamiento (% de la inversión)		0.40%	0.00%	
Seguros de obra civil (% de la inversión)		0.20%	0.00%	
Seguros (% de la inversión)		1.00%	1.00%	1.00%
Canon por uso de agua (US\$/MWh)		1.00		
Seguro por indisponibilidad		0.05%	0.05%	0.05%
Pago COES, Osinergmín (% de ingresos)		1.75%	2.00%	1.75%
<i>Share of proceeds</i> (Directorio ejecutivo MDL)		2.00%	2.00%	2.00%
Tasas administrativas				
Comisión por las primeras 15,000 TCO ₂ (US\$/1,000)		0.15	0.15	0.15
Comisión por el exceso de TCO ₂ (US\$/1,000)		2.00	2.00	2.00
Seguro MIGA (US\$ por 1,000 de inversión)		1.00	1.00	1.00
Depreciación tributaria anual (%)		20.00%	11.11%	11.11%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia, 2005; Barco et al., 2008. Elaboración propia.

Cuadro 4.8. Centrales hidroeléctrica y térmicas: tabla de depreciación para evaluación de proyectos de inversión

Rubro	Hidroeléctrica	Térmicas de ciclo simple y ciclo combinado
Periodo de depreciación (años)	5	9
Base legal	Decreto Legislativo 1058	Contrato <i>leasing</i>
Tasa anual (%)	20	11

Elaboración propia.

2.9. Tratamiento del impuesto general a las ventas

Para inversiones significativas con periodos preoperativos largos y cuyo retorno exige plazos prolongados el IGV se constituye en una carga adicional sobre el flujo del proyecto. Si bien el monto correspondiente a este tributo se recupera con el tiempo, esto no se hace efectivo sino hasta varios periodos posteriores vinculados con la generación de caja del proyecto. Esta situación implica considerar el IGV como parte del monto de la inversión del proyecto, lo que castiga la rentabilidad.

Frente a esta dificultad, la empresa privada cuenta con mecanismos de financiamiento que permiten mitigar el efecto adverso del IGV sobre la rentabilidad de la inversión. Por ejemplo, el *leasing* permite diferir el impacto inicial de este impuesto, fraccionando en cuotas el monto de la inversión y, en consecuencia, sucede lo mismo con el IGV. Además, en el caso de este producto financiero su gran ventaja adicional es la depreciación acelerada en el plazo del contrato.

El Estado, buscando promover la inversión y al reconocer que hay casos en los cuales la naturaleza del proyecto no es la más adecuada para el financiamiento con *leasing*, ha creado un mecanismo que permite la devolución anticipada del IGV. Así, el 15 de agosto de 2006 se promulgó la Ley 28876 por la cual las empresas titulares de concesiones definitivas de generación de energía eléctrica que utilicen recursos hidráulicos y otros renovables, suscritas al amparo de la Ley de Concesiones Eléctricas, podrán acogerse al régimen de recuperación anticipada del IGV establecido en el Decreto Legislativo 818.

Según el reglamento, estas empresas podrán solicitar la devolución anticipada del IGV al mes siguiente de registrado el activo, el bien o el servicio comprendido en la norma, clasificado según su uso o destino económico (Cuode). El monto mínimo a solicitar deberá ser equivalente a 36 UIT vigentes al momento de la concesión.

Por ello, y en aplicación de esta norma, en el modelo económico correspondiente a la central hidroeléctrica no se ha considerado el movimiento del IGV, pues su impacto financiero a valores actuales en los resultados es prácticamente nulo.

Esta norma no es aplicable a las centrales térmicas, de tal modo que el IGV del *leasing* correspondiente al periodo preoperativo genera mayor presión sobre el flujo de caja del proyecto, por ello se debe asumir como parte de la inversión a considerar. Como consecuencia, se genera un crédito fiscal que será acreditado paulatinamente a partir del inicio de la generación de flujos por la central, lo que indica la existencia de un desequilibrio en los beneficios de los diferentes tipos de generación eléctrica en el país.

2.10. Impuesto a la renta

Se realizarán los cálculos tomando en consideración las condiciones particulares para cada empresa por tipo de generación.

Asimismo, se pondrá especial énfasis en la correcta aplicación de los métodos de arrastre de las pérdidas acumuladas para efectos del cálculo del impuesto a la renta anual. De acuerdo con la norma vigente se puede aplicar de dos maneras el arrastre de pérdidas:

- *Método A*: por el cual en un plazo máximo de 4 años se puede aplicar el crédito fiscal por pérdidas acumuladas; luego de lo cual, de quedar algún saldo pendiente, este se pierde indefectiblemente.
- *Método B*: por el cual se puede aplicar indefinidamente el crédito fiscal por pérdidas acumuladas. La restricción de este método es que como máximo se podrá aplicar el crédito fiscal al 50% de la utilidad imponible anualmente, con lo cual siempre habrá cuota anual por pagar a la Sunat, extendiéndose por tiempo prolongado el arrastre de pérdidas hasta consumir el crédito acumulado.

Por lo expuesto, y teniendo en cuenta que la mayoría de empresas aplica el sistema A, se ha asumido dicho sistema para la estimación del arrastre de pérdidas donde corresponda y para la estimación de los pagos por impuesto a la renta anual.

2.11. Financiamiento

Se debe recordar que el supuesto del que parte este proyecto es la constitución de una nueva empresa, motivo por el cual la propuesta de financiamiento de las centrales debe considerar estructuras acordes a su riesgo inherente.

En esta evaluación ambos proyectos partirán de una estructura de financiamiento con fideicomiso de flujos y un fideicomiso en garantía para garantizar la operación. La central hidroeléctrica será financiada con un crédito sindicado y la central térmica, con un *leasing* también sindicado. La tasa efectiva anual (TEA) se estableció con base en un análisis de riesgos similar al de las clasificadoras de riesgo, considerando también la coyuntura. Las condiciones de la operación para cada proyecto se muestran de manera comparativa en el cuadro 4.9.

Este tipo de financiamiento es usual para proyectos similares, tal como se hiciera el 2004 en la ampliación de la central térmica Ventanilla (Grupo Endesa) a una de ciclo combinado, con un *leasing* sindicado por US\$ 137.5 millones por el 100% del valor del proyecto, a una tasa Libor más 2.5% de *spread*, con un fideicomiso de cuentas por cobrar. Así también, en junio del 2010, Enersur contrató un *leasing* con el Banco de Crédito por US\$ 310 millones para el financiamiento del proyecto de ciclo combinado Chilca Uno, a una TEA del 6.67%. Estas tasas se sustentan, en buena medida, en los contratos de adquisición de energía eléctrica previamente suscritos y por la existencia de fideicomisos.

Cuadro 4.9. Centrales hidroeléctrica y térmicas: plan de financiamiento para evaluación de proyectos de inversión

Rubro	Hidroeléctrica	Térmica de ciclo simple	Térmica de ciclo combinado
INVERSIÓN			
Aporte (US\$ millones)	60.24	24.00	34.15
Financiamiento (US\$ millones))	240.94	96.00	136.62
Total (US\$ millones)	301.18	120.00	170.77
CONDICIONES DEL FINANCIAMIENTO			
Tipo de operación	Crédito sindicado	Leasing sindicado	Leasing sindicado
TEA (%)	6.5	5.8	5.8
Periodo de gracia (años)	3	2	2
Plazo de deuda (años)	15	9	9
Cuota anual (US\$ millones)	14.00	13.74	19.54
CONSTITUCIÓN DEL FIDEICOMISO			
Costos legales (US\$ millones)	0.05	0.05	0.05
Comisión de estructuración (%)	0.10	0.10	0.10
Comisión de desembolso (%)	1.25	1.25	1.25
Comisión de compromiso (%)	0.50	0.50	0.50
Costo anual del banco agente (US\$ millones)	0.01	0.01	0.01
Costo anual fiduciario (US\$ millones)	0.04	0.04	0.04

Elaboración propia.

3. Resultados de la evaluación

En los cuadros 4.10 y 4.11 se reflejan los flujos de caja económicos de los proyectos de central hidroeléctrica y térmica de ciclo combinado.

Como se ha mencionado, para seleccionar la mejor alternativa de inversión es recomendable emplear el cálculo del valor actual neto (VAN) o, específicamente en este caso, el APV; porque el valor de la TIR no es el criterio más indicado para escoger entre dos proyectos alternativos mutuamente excluyentes. Lo importante es la generación de valor del proyecto. Si no hubiera restricciones de capital se debe escoger el proyecto que genere más valor, es decir con mayor VAN o APV.

Cuadro 4.10. Central hidroeléctrica: flujos de caja económico y financiero para evaluación de proyectos de inversión, 2011-2043
(US\$ millones)

Rubro	Vida del proyecto (años)										2043		
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028		2033	2038
	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30
FLUJO DE CAJA ECONÓMICO													
Ebitda				57.73	58.27	58.80	59.35	60.18	64.00	67.65	67.53	71.19	74.84
Participación de trabajadores				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.20	3.38	3.38	3.56	3.74
Impuesto a la renta				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.24	19.28	19.25	20.29	21.33
Flujo de caja operativo				57.73	58.27	58.80	59.35	60.18	42.56	44.99	44.91	47.34	49.77
Variación de capital de trabajo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.04	0.05	0.07	0.05	0.06	0.06	0.06	0.06
Central	88.08	106.55	106.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Capex									4.67		4.94		5.20
Otros				0.00	1.14	1.15	1.17	1.18	1.25	1.32	1.38	1.45	1.52
Flujo de caja de inversiones	88.08	106.55	106.55	0.00	1.18	1.20	1.22	1.25	5.97	1.38	6.39	1.51	6.78
Flujo de caja económico	-88.08	-106.55	-106.55	57.73	57.08	57.60	58.14	58.92	36.59	43.61	38.52	45.83	42.99
Flujo neto de IGV													
Flujo de caja económico sin perpetuidad	-88.08	-106.55	-106.55	57.73	57.08	57.60	58.14	58.92	36.59	43.61	38.52	45.83	42.99
Perpetuidad del VAE año 30													45.60
Flujo de caja económico con perpetuidad	-88.08	-106.55	-106.55	57.73	57.08	57.60	58.14	58.92	36.59	43.61	38.52	45.83	88.59
VAN económico													
VAN económico		124.54											
VAE económico		13.22											
TIR económica		14.74%											
Escudo tributario													
			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.19	0.15	0.00	0.00	0.00
VAN económico total													
VAN económico total		12.10											
VAE económico total		0.93											
Cálculo del APV													
VAN económico		124.54											
VAN económico total		12.10											
APV = VAN económico + VAN económico total		136.64											
FLUJO DE CAJA FINANCIERO													
	24.25	97.71	85.89	-14.01	-14.01	-14.01	-14.01	-14.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FLUJO DE CAJA NETO	-63.83	-8.84	-20.66	43.72	43.07	43.59	44.13	44.92	36.59	43.61	38.52	45.83	88.59
TIR financiera													
		28.97%											

Elaboración propia.

Cuadro 4.11. Central térmica: flujos de caja económico y financiero para evaluación de proyecto de inversión, 2011-2042 (US\$ millones)

Rubro	Vida del proyecto (años)											
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2022	2027	2032	2037	2042
	-1	0	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30
FLUJO DE CAJA ECONÓMICO												
Ebitda	—	—	41.28	41.17	41.06	40.95	41.22	42.34	43.36	44.37	45.39	46.40
Participación de trabajadores			1.32	1.31	1.31	1.30	1.31	1.37	2.06	2.11	2.27	2.32
Impuesto a la renta			7.51	7.48	7.45	7.42	7.50	7.81	11.75	12.04	12.93	13.22
Flujo de caja operativo	—	—	32.45	32.38	32.30	32.23	32.41	33.16	29.54	30.21	30.18	30.88
Variación de capital de trabajo	0.00	0.00	2.20	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02
Central	68.31	102.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Capex							6.40	6.82	7.24	7.67	8.10	
Otros			0.00	1.58	1.60	1.62	1.64	1.73	1.82	1.92	2.01	2.10
Flujo de caja de inversiones	68.31	102.46	2.20	1.58	1.60	1.62	8.06	8.56	9.09	9.61	10.12	2.12
Flujo de caja económico	-68.31	-102.46	30.25	30.80	30.70	30.62	24.35	24.60	20.45	20.61	20.06	28.74
Flujo neto de IGV	-6.78	-1.31	-3.52	4.34	4.40	2.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo de caja económico sin perpetuidad	-75.09	-103.77	26.74	35.14	35.10	33.48	24.35	24.60	20.45	20.61	20.06	28.74
Perpetuidad del VAE año 30												30.48
Flujo de caja económico con perpetuidad			26.74	35.14	35.10	33.48	24.35	24.60	20.45	20.61	20.06	59.22
VAN económico												
VAN económico												90.91
VAE económico												9.65
TIR económica												15.47%
Escudo tributario												
Escudo tributario	0.00	0.00	6.35	3.08	2.87	2.65	2.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
VAN económico total												
VAN económico total												19.79
VAE económico total												1.41
Cálculo del APV												
VAN económico												90.91
VAN económico total												19.79
APV = VAN económico + VAN económico total												110.21
FLUJO DE CAJA FINANCIERO												
FLUJO DE CAJA FINANCIERO	30.66	95.19	-19.54	-19.54	-19.54	-19.54	-19.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FLUJO DE CAJA NETO												
FLUJO DE CAJA NETO	-44.43	-8.58	7.19	15.59	15.56	13.94	4.80	24.60	20.45	20.61	20.06	59.22
TIR financiera	22.13%											

Elaboración propia.

3.1. Valor presente ajustado

Como resultado de la evaluación realizada, en el cuadro 4.12 se observa que la central térmica de ciclo combinado, a los precios actuales del gas, genera un mayor valor que la central hidroeléctrica, sin incorporar los flujos esperados por los Bonos de Carbono. En cambio, cuando se incorporan estos en los flujos del proyecto (cuadro 4.13) se invierte la relación y la central hidroeléctrica genera un mayor valor que las centrales térmicas.

3.2. Valor anual equivalente

El cálculo del VAE permite comparar proyectos con distinta expectativa de vida útil²⁶. En este caso, el proyecto de central térmica tiene una vida útil estimada de 30 años y la central hidroeléctrica de 90 años, por ende, habría que repetir tres veces en el tiempo la central térmica para que llegue a 90 años y su vida útil sea similar a la de la hidroeléctrica. Sin embargo, se ha preferido comparar los VAE de ambos proyectos y optar por aquel que genere un VAE mayor. Confirmando los resultados anteriores, la evaluación con el método del VAE muestra que la central hidroeléctrica es más atractiva con y sin flujos adicionales por Bonos de Carbono (cuadro 4.14).

Cuadro 4.14. Centrales hidroeléctrica y térmicas: evaluación de proyectos de inversión por VAE con y sin Bonos de Carbono (US\$ millones)

Rubro	Hidroeléctrica	Térmica de ciclo simple	Térmica de ciclo combinado
VAE sin bonos	11.61	1.76	10.74
VAE con bonos	14.14	1.76	11.06

Elaboración propia.

44. El concepto es simple y se basa en primera instancia en traer a valor presente el flujo neto del proyecto para luego realizar el artificio de asignarlo en montos anuales iguales durante su vida útil. Esta distribución en montos iguales (cuotas o anualidades) permite comparar su aporte anual mediante la fórmula:

$$VEA = VAN \times k / [1 - (1 + k)^{-n}]$$

El cálculo permite estimar el equivalente anual neto que generaría el proyecto.

Cuadro 4.12. Centrales hidroeléctrica y térmicas: evaluación de proyectos de inversión, sin y con perpetuidad, por APV sin Bonos de Carbono

Rubro	Hidroeléctrica		Térmica de ciclo simple		Térmica de ciclo combinado	
	Sin perpetuidad	Con perpetuidad	Sin perpetuidad	Con perpetuidad	Sin perpetuidad	Con perpetuidad
VAN económico	98.24	98.24	6.66	6.66	86.22	86.22
Aporte de la perpetuidad	0.00	2.61	0.00	0.55	0.00	1.73
VAN económico total	82.04	100.85	6.66	7.21	86.49	87.95
VAN ahorro fiscal	11.89	11.89	13.92	13.92	19.79	19.79
APV total	110.13	112.74	20.58	21.13	106.01	107.75
APV/MWh	0.55	0.56	0.10	0.11	0.53	0.54

Elaboración propia.

Cuadro 4.13. Centrales hidroeléctrica y térmicas: evaluación de proyectos de inversión, sin y con perpetuidad, por APV con Bonos de Carbono

Rubro	Hidroeléctrica		Térmica de ciclo simple		Térmica de ciclo combinado	
	Sin perpetuidad	Con perpetuidad	Sin perpetuidad	Con perpetuidad	Sin perpetuidad	Con perpetuidad
VAN económico	121.93	121.93	6.66	6.66	89.17	89.17
Aporte de la perpetuidad	0.00	2.61	0.00	0.55	0.00	1.74
VAN económico total	121.93	124.54	6.66	7.21	89.44	90.91
VAN ahorro fiscal	12.10	12.10	13.92	13.92	19.79	19.79
APV total	134.03	136.64	20.58	21.13	108.96	110.71
APV/MWh	0.67	0.68	0.10	0.11	0.54	0.55

Elaboración propia.

3.3. Tasa interna de retorno

La TIR económica sin bonos es más alta para la central térmica de ciclo combinado, sin embargo, al añadir el efecto de los bonos la TIR de la hidroeléctrica se aproxima a la térmica de ciclo combinado (cuadro 4.15). La propuesta de financiamiento mejora notablemente el rendimiento de la inversión en la hidroeléctrica.

Cuadro 4.15. *Centrales hidroeléctrica y térmicas: evaluación de proyectos de inversión por TIR con y sin Bonos de Carbono (%)*

Rubro	Indicador	Hidroeléctrica	Térmica de ciclo simple	Térmica de ciclo combinado	Rentabilidad por bonos	
					Hidroeléctrica	Ciclo combinado
Sin bonos	TIR económica	13.77	15.28	10.74	—	—
	TIR financiera	27.07	21.67	13.42	—	—
Con bonos	TIR económica	14.74	15.47	10.74	0.97	0.19
	TIR financiera	28.97	22.13	13.42	1.90	0.46

Elaboración propia.

4. Sensibilidades

Se ha evaluado la sensibilidad de las variables que generan mayor impacto en los resultados de los modelos desarrollados, dentro de los límites que indica el cuadro 4.16.

Cuadro 4.16. *Centrales eléctricas: variables sensibilizadas para evaluación de proyectos de inversión*

Ingresos por potencia
Sensibilidad al precio por potencia
Ingresos del mercado <i>spot</i>
Sensibilidad al precio <i>spot</i>
Ingresos por contratos
Sensibilidad al precio de los contratos
Precio del gas
Sensibilidad al precio del gas
Inversión
Sensibilidad a la inversión

Elaboración propia.

4.1. Sensibilidad independiente de las principales variables

Al sensibilizar las principales variables de manera independiente se obtuvo efectos diferentes por tipo de planta.

En el caso del precio por potencia y el precio *spot* el incremento en 10% de estas variables produce un efecto directo proporcionalmente menor, aunque similar en ambos tipos de generación; el APV de ambas centrales en el caso del precio por potencia varía en un rango de 3% a 4%. En el caso del precio *spot*, el rango de variación se ubica entre 3% y 5%. Respecto del precio de los contratos, este último es el que produce una variación significativamente mayor sobre el APV de ambas centrales, no obstante, la central térmica registra una variación porcentual mayor que la hidroeléctrica: 33.68% para la central térmica y 21.89% para la central hidroeléctrica.

En el caso de aumento del precio del gas como insumo principal de las centrales termoeléctricas en 10%, su APV se afectó más que proporcionalmente de manera inversa en 17.74%; en tanto que las hidroeléctricas, al no depender de este insumo, no sufren variación. La variación en 10% de la inversión registra un efecto inverso sobre ambos tipos de generación: la hidroeléctrica muestra una variación negativa del 23.11% sobre el APV, en tanto que la térmica se ve afectada en solo 13.63%.

En suma, la modificación de las principales variables en 10% genera un mayor impacto en el APV de la central hidroeléctrica respecto de la variación en la central térmica: 26.42% y 19.22%, respectivamente.

4.2. Resultados de la sensibilización múltiple y simultánea (simulación Montecarlo)

La sensibilización múltiple y simultánea practicada a las variables del modelo a través del método estadístico Montecarlo permitió establecer los diferenciales de APV y TIR de las centrales hidroeléctrica y térmica de ciclo combinado.

Los resultados de ese ejercicio, resumidos en los cuadros 4.17 y 4.18, revelan que el diferencial de APV es siempre mayor para la central

hidroeléctrica respecto de la central térmica de ciclo combinado. Al sensibilizar la TIR se aprecia que esta aumenta en casi 2% en el caso de la central hidroeléctrica, presentándose una variación mucho menor en el caso de la central térmica de ciclo combinado.

Cuadro 4.17. *Centrales hidroeléctrica y térmica de ciclo combinado: diferencial del APV sin y con Bonos de Carbono para evaluación de proyectos de inversión (US\$ millones)*

Rubro	Diferencial sin Bonos de Carbono	Diferencial con Bonos de Carbono
APV mínimo	76'075,901.85	103'396,347.00
APV máximo	110'211,309.11	137'095,314.56
APV medio	95'973,120.88	123'951,093.09
Desviación estándar	7'454,959.96	7'442,167.47

Elaboración propia.

Cuadro 4.18. *Centrales hidroeléctrica y térmica de ciclo combinado: variación del rendimiento de la TIR sin y con Bonos de Carbono para evaluación de proyectos de inversión (%)*

Rubro	Sin Bonos de Carbono		Con Bonos de Carbono	
	Hidroeléctrica	Térmica de ciclo combinado	Hidroeléctrica	Térmica de ciclo combinado
TIR mínima	24.46	16.61	24.77	16.99
TIR máxima	28.47	23.58	30.29	23.94
TIR media	25.89	20.34	27.72	20.76
Desviación estándar	1.27	1.43	1.34	1.47

Elaboración propia.

La sensibilidad sobre la diferencia del valor presente ajustado de la central hidroeléctrica, menos lo generado por la central térmica de ciclo combinado, muestra que en todos los casos la central hidroeléctrica genera un mayor valor que la térmica. Luego de correr 10,000 iteraciones del modelo estadístico Montecarlo, el diferencial del APV a favor de la hidroeléctrica abarca un rango que varía de US\$ 76 a US\$ 110 millones y, al sumar los Bonos de Carbono, este diferencial se amplía de US\$ 103 a US\$ 137 millones (figuras 4.2 y 4.3).

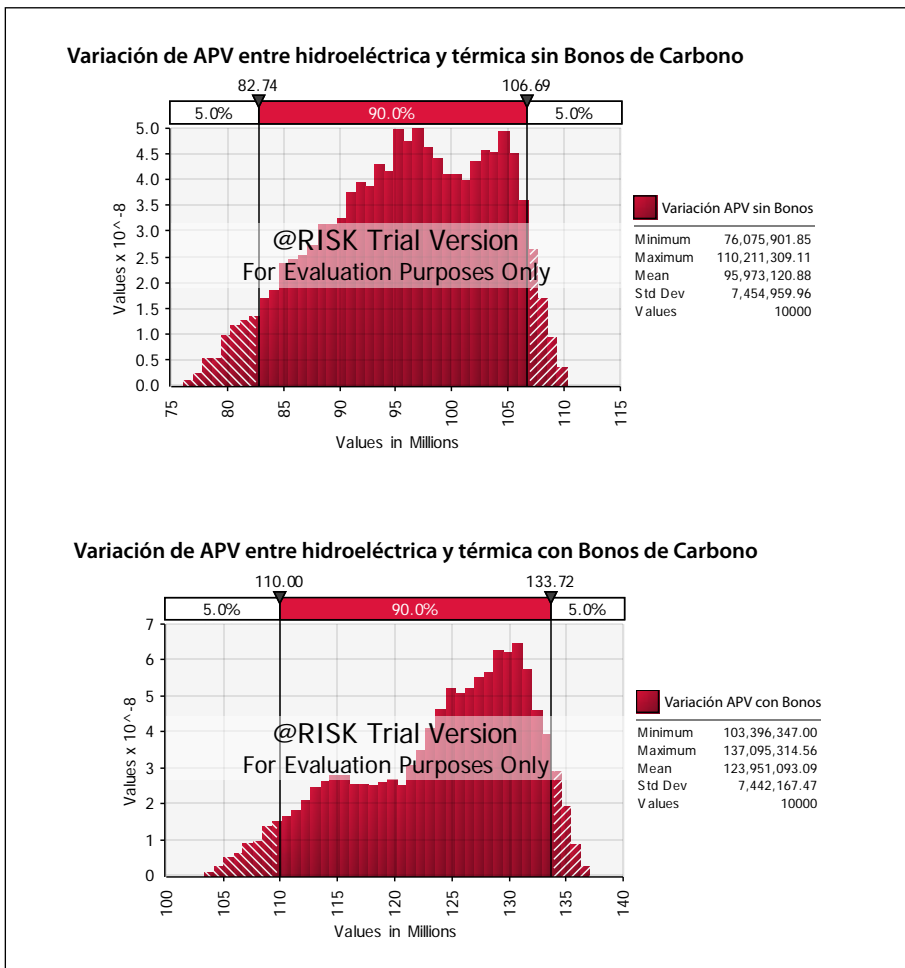


Figura 4.2. Centrales hidroeléctrica y térmica de ciclo combinado: diferencial de APV sin y con Bonos de Carbono

Elaboración propia.

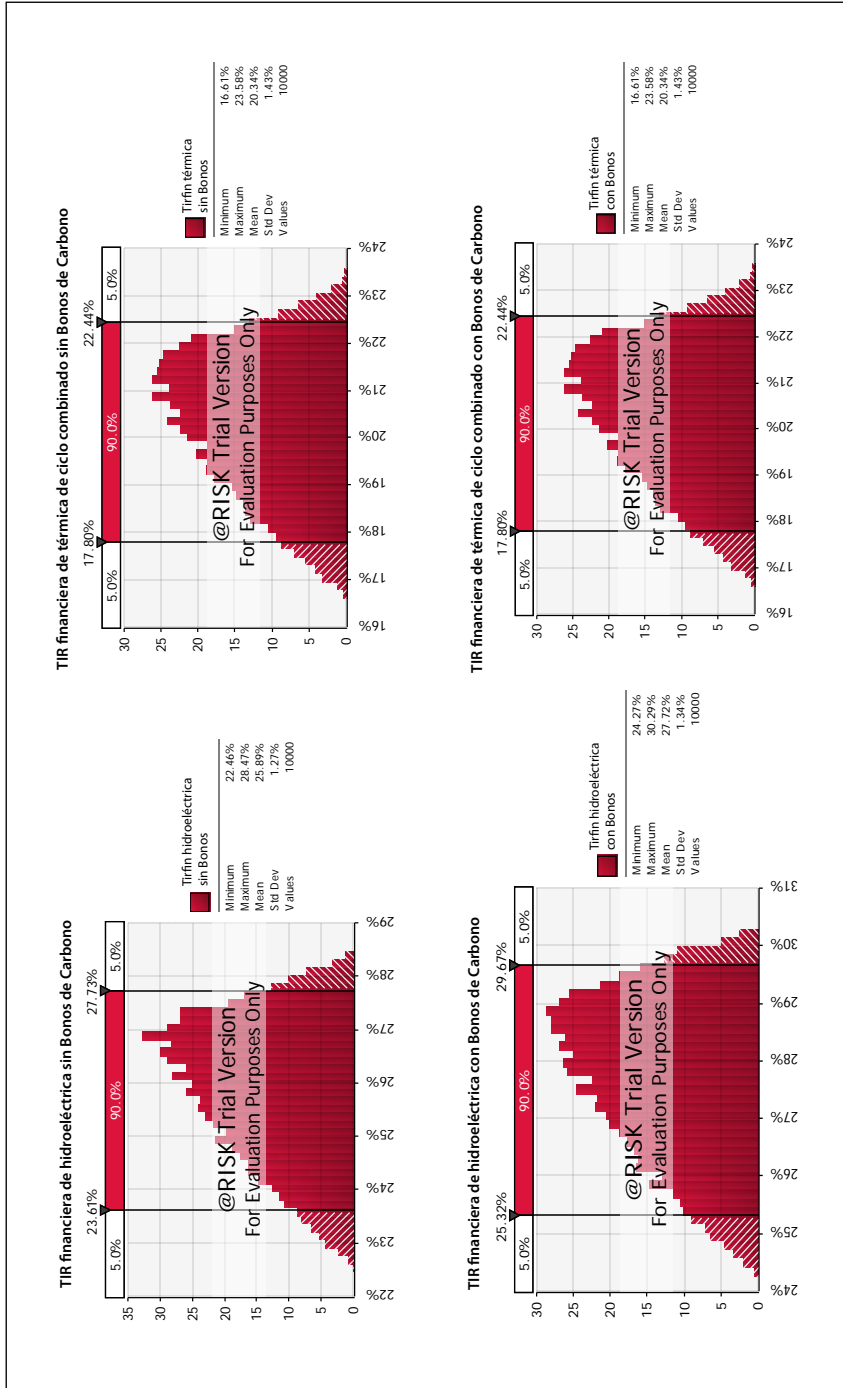


Figura 4.3. Centrales hidroeléctrica y térmica de ciclo combinado: diferencial de TIR financiera sin y con Bonos de Carbono
Elaboración propia.

En el 95% de los resultados obtenidos con bonos, la hidroeléctrica genera mayor valor; por lo tanto, en un contexto en el que no existan restricciones de capital se preferirá la inversión en centrales hidroeléctricas. En el caso peruano, ha habido restricciones y trabas legales e institucionales a la inversión en hidroeléctricas lo que, sumado a los mayores riesgos socio-ambientales percibidos, ha permitido incrementar la inversión en centrales térmicas.

Desde el punto de vista de la TIR financiera (Tirfin), la central hidroeléctrica siempre es más rentable, al añadir los Bonos de Carbono esta se incrementa en alrededor de 2%.

Se observa que al sensibilizar las rentabilidades financieras entre el proyecto hídrico y el de ciclo combinado se establece una gama de valores de rentabilidad que depende principalmente del monto de inversión y que mantendrá como mínimo un 5.55% adicional a la tasa media esperada a favor de los accionistas de la central hidroeléctrica. Se observa una desviación estándar no mayor de 1.47%, lo cual muestra una baja dispersión.

Conclusiones

1. Conclusiones principales

Dado que los proyectos son mutuamente excluyentes y que no existen restricciones de capital, el proyecto hidroeléctrico genera en todos los casos un mayor valor que el térmico de ciclo combinado (hipótesis 1). También los casos analizados reflejan que las inversiones en generación térmica de ciclo combinado logran una mayor TIR económica que las hidroeléctricas (hipótesis 2).

Al respecto, es preciso mencionar que los efectos del financiamiento y de los beneficios tributarios derivados de la norma vigente aplicable a generadoras que utilicen recursos renovables potencian el rendimiento de la inversión en hidroeléctricas, de tal modo que la TIR financiera de estas es mayor que la de las centrales térmicas.

En ambos tipos de generación, el incorporar los Bonos de Carbono incrementa la rentabilidad, beneficiándose en mayor proporción la central hidroeléctrica, de tal forma que se aproximan las TIR económicas de ambas; lo que ratifica que las inversiones en empresas hidroeléctricas son las que obtienen mayores beneficios por acceder al MDL (hipótesis 2).

2. Conclusiones adicionales

Desde la llegada del gas de Camisea al *city gate* de Lurín, el sector energía ha evolucionado hacia una mayor participación de la generación termoeléctrica (en promedio 20% entre 2002 y 2010), lo que ha sido incentivado sobre todo por el menor costo del gas y por la menor inversión que se requiere para implementar nuevos proyectos de este tipo. Este hecho ha llevado a una progresiva recomposición de la matriz energética, la cual ha pasado de una proporción de 86% / 14% entre fuentes hidroeléctricas y térmicas en 2001 a 57% / 43% en 2010 (considerando la máxima demanda de los últimos diez años).

El permanente crecimiento del PBI de los diez últimos años, de 6% en promedio, ha estado acompañado del crecimiento de la oferta de generación eléctrica que en los últimos 15 años duplicó su capacidad instalada, al pasar de 4462 MW a 8887 MW en la actualidad. En la medida que se mantenga el ritmo de crecimiento económico, la inversión en generación, transmisión y distribución continuará en constante aumento.

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica a una tasa constante de 6% se explica por la mayor cobertura de abastecimiento de energía a la población, el crecimiento del PBI y, en especial, la fuerte demanda del sector minero.

Inclusive en un escenario conservador (con un crecimiento de la demanda de 6.4% anual), las cifras actuales muestran una generación de alrededor de 32,400 GW frente a una demanda que para el año 2013 se proyecta en 44,000 GW. En esa fecha entraría en operación comercial la central térmica de ciclo combinado evaluada. En tanto, para el 2014 la demanda bordearía los 50,000 GW, momento en el cual entraría al mercado de generación la central hidroeléctrica. Por lo anteriormente expuesto, la oferta, en cualquiera de los dos casos, será íntegramente asimilada por el sector.

El desempeño de una central térmica de ciclo combinado resulta casi un 60% más eficiente que una de ciclo simple respecto del consumo de gas, por lo que su impacto sobre el cambio climático es mucho menor.

En tanto los países industrializados europeos sigan a la búsqueda de mercados que puedan ayudarlos a cumplir con su cuota de reducción de emisiones, el Perú tiene una gran oportunidad de acoger proyectos que se beneficien de este tipo de incentivos económicos.

Los principales riesgos identificados con mayor probabilidad de ocurrencia (entre 76% y 100%) y mayor impacto en el proyecto (entre 8 y 10, en una escala en la cual 10 es lo más alto) están relacionados con el diseño y la tecnología, los desastres naturales y las reservas del recurso natural (agua/gas). A continuación están la exigibilidad jurídica de los contratos, las garantías, las servidumbres y los temas ambientales (entre 76% y 100% de probabilidad y entre 4 y 7 de impacto); entre 51% y 75% de probabilidad de ocurrencia se presentan los accidentes y el pago de multas (con 4 y 7 de impacto); y la presencia de sindicatos y conflictos sociales (con un impacto de entre 8 y 10). Por lo tanto, se deberá implementar un plan de acción para mitigar estos riesgos.

A pesar de que en la mayoría de los riesgos evaluados ambos tipos de generación (hidroeléctrica y térmica) tienen similares riesgos, la generación termoeléctrica presenta mayores fortalezas al obtener mejor calificación en cuanto al tipo de contrato de construcción, la obtención de las autorizaciones necesarias para construir, los riesgos político, socioambiental y de abastecimiento.

Según el análisis de riesgo financiero realizado, la generación hidroeléctrica obtuvo un *rating* BB+ y una PI de 1.6%, calificación que refleja un proyecto regular-alto (de 501 a 600 puntos). En el caso de las termoeléctricas se obtiene un *rating* BBB y una PI de 1.2%, lo cual expresa una calificación bueno-bajo (de 601 a 700 puntos). Por lo tanto, se calificó con un riesgo mayor a las hidroeléctricas.

La aplicación de beneficios tributarios como la depreciación acelerada (20% anual) contribuye de manera importante a mejorar el rendimiento de la central hidroeléctrica; sin embargo, esta ventaja se reduce en el *leasing* para financiar una central térmica.

Bibliografía

- Barco, Daniel, Iberico, Jorge, Vargas, Paola & Vera Tudela, Rafael. (2008). *Abastecimiento eléctrico 2008-2018*. Lima: Banco Central de Reserva del Perú (BCRP).
- Beltrán, Arlette & Cueva, Hanny. (2005). *Evaluación privada de proyectos* (2.ª ed.). Lima: Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico.
- Bodie, Zvi & Merton, Robert. (1999). *Finanzas*. México, D. F.: Prentice Hall.
- Bouchet, Michel Henry, Sarmiento, Aleida & Lumbreras, José. (2007). *El riesgo-país: un enfoque latinoamericano*. Lima: Universidad ESAN.
- Bravo Orellana, Sergio. (2004a). *El Capital Asset Pricing Model – CAPM. Historia y fundamentos*. Lima: edición del autor.
- Bravo Orellana, Sergio. (2004b). *El riesgo-país. Concepto y metodologías del cálculo*. Lima: edición del autor.
- Bravo Orellana, Sergio. (2004c). *El costo de capital en sectores regulados y mercados emergentes: metodología y casos aplicativos*. Documento de Trabajo N.º 13. Lima: Universidad ESAN.
- Bravo Orellana, Sergio (ed.). (2008). *Teoría financiera y costo de capital*. Lima: Universidad ESAN.

- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-Sinac). (2009). *Informe de diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN, periodo 2011-2020*. Informe DP-01-2009. Lima: COES.
- De Castro, Nivalde J. & Bustamante Avanzini, Renzo. (2010). *Desarrollo hidroeléctrico en el Perú: perspectivas de desarrollo*. Presentación al V Seminario Internacional del Sector de Energía Eléctrica (SISSE). Rio de Janeiro: Grupo de Estudios do Setor Elétrico, Universidad Federal de Rio de Janeiro / Universidad Ricardo Palma.
- Fondo Nacional del Ambiente (Fonam). (2004). *El Mecanismo de Desarrollo Limpio – MDL. Guía Práctica para Desarrolladores de Proyectos MDL*. Lima: Fonam.
- Friedman, Milton. (1967). *Ensayos sobre economía positiva*. Madrid: Gredos.
- Garaycochea, Diego, Melgarejo, Guicela & Rivas-Llosa, Roddy. (2004, marzo). Riesgo país... ¿pero de qué país? *Punto de Equilibrio* (Universidad del Pacífico), 13(84): 18-19.
- Lintner, John. (1965, febrero). The Valuation of Risk Assets and Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets. *The Review of Economics and Statistics*, 47(1): 13-37.
- Ministerio de Energía y Minas (MEM). (2008). *Plan Referencial de Electricidad 2008-2017*. Lima: MEM.
- Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia. (2005). *Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia*. Santa Fe de Bogotá: Unidad de Planeación Minero-Energética.
- Ministerio del Ambiente (Minam). (2009). *MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio. Alternativa para un crecimiento limpio*. Lima: Minam.
- Moreyra Loredó, Manuel. (1990). *Páginas sueltas*. Lima: Pro Desarrollo.
- Mossin, Jan. (1966, octubre). Equilibrium in a Capital Asset Market. *Econometrica*, 34(4): 768-783.
- Pereiro, Luis & Galli, María. (2000). *La determinación del costo del capital en la valuación de empresas de capital cerrado*. Buenos Aires: Universidad Torcuato Di Tella / Instituto Argentino de Ejecutivos de Finanzas.
- Sabogal Aguilar, Javier, Ortega Guerrero, Gustavo Adolfo & Moreno Castillo, Edgar. (2009). Proceso de certificación de los proyectos de captura de gases

de efecto invernadero en los mercados internacionales de carbono. *Gestión y Desarrollo*, 12(3): 7-20.

Sapag Chaín, Nassir. (2007). *Proyectos de inversión. Formulación y evaluación*. México, D. F.: Pearson Educación.

Sharpe, William F. (1963, enero). A Simplified Model for Portfolio Analysis. *Management Science*, IX(2): 277-293.

Sharpe, William F. (1964, setiembre). Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk. *The Journal of Finance*, XIX(3): 425-442.

Stern, Joel M. & Shiely, John (con Ross, Irwin y traducción de García Beltrán, Ana). (2002). *El desafío del EVA. Cómo implementar el cambio del valor agregado en la organización*. Santa Fe de Bogotá: Norma.

Stiglitz, Joseph. (2002). *El malestar en la globalización*. Madrid / Buenos Aires: Taurus.

Páginas en Internet

Damodoran Online
<http://pages.stern.nyu.edu>

Ecología y Desarrollo
<http://www.ecodes.org>

Energía y Sociedad
<http://www.energiaysociedad.es>

Mercado Energía
<http://www.mercadoenergia.com>

MR Consulting
<http://www.mrconsulting.com.pe>

Osinergmín
<http://srvgart07.Osinerg.gob.pe>

The Age Cases, 2010
<http://theagecases.blogspot.com>

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.

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 reestructuración empresarial, 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 y liderado la implementación de sistemas de planeamiento y control de gestión y/o de tableros de control estratégico (BSC).

Oscar AGUILAR FUENTES

oaguilar71@hotmail

comoaguilar@gruposjimenez.com.pe

Magíster en Finanzas Corporativas por la Universidad ESAN y licenciado en Administración de Empresas por la Universidad Nacional Federico Villarreal. Amplia experiencia en administración financiera, tesorería y cobranzas, tanto en empresas de comercialización de productos industriales y de consumo masivo como en el campo inmobiliario. Experto en evaluación de proyectos de inversión, especialista en evaluación y control presupuestal, gestión de tesorería y capital de

trabajo, actualmente se desempeña como gerente de Administración y Finanzas del Grupo Jiménez.

Suzete CASTILLO UGAZ

suzete.castillo@abengoaperu.com.pe

Magíster en Finanzas Corporativas por la Universidad ESAN, licenciada en Administración de Empresas por la Universidad de San Martín de Porres, especialización en Gerencia de Proyectos (PMI) por la Pontificia Universidad Católica del Perú. Amplia experiencia en gestión y administración de proyectos en el sector eléctrico, en análisis crediticio en el sector bancario y el ámbito comercial del sector hidrocarburos. Especialista en manejo de presupuestos e inversiones, contratos, almacenes, compras nacionales e importaciones. Ha trabajado en Red de Energía del Perú y Castrol del Perú, entre otras instituciones. Actualmente lo hace en Abengoa Perú.

Gerard GIGLIO MALINARIC

g_giglio@clubempresarial.com.pe

gerardgiglio@yahoo.com

Magíster en Finanzas por la Universidad ESAN y bachiller en Economía por la Pontificia Universidad Católica del Perú. Director y asesor de empresas y entidades de reconocido prestigio. Amplia experiencia en estudios y proyectos vinculados al mundo empresarial, así como en el desarrollo y la promoción de inversiones. Actualmente es gerente general de Sulamericana Trading y gerente de Administración, Finanzas y Capital Humano de Promotora Club Empresarial. Ha sido director ejecutivo del Instituto de Estudios Económicos y Sociales de la Sociedad Nacional de Industrias, director ejecutivo del Istituto Internazionale di Studi per lo Sviluppò Andino Amazzonico y director de Estudios y Proyectos de Pro Desarrollo.

Walter MALDONADO HUAMANÍ

mef0743@esan.edu.pe

wmaldonado@eepsa.com.pe

Magíster en Finanzas Corporativas por la Universidad ESAN y bachiller en Economía por la Universidad de San Martín de Porres. Amplia experiencia en finanzas corporativas de los sectores energético, comercial y bancario, además en las áreas de tesorería y presupuesto. Experto en negociación financiera y en el manejo de recursos, se ha desempeñado como ejecutivo en Financiera del Sur y el Grupo Gloria. Actualmente trabaja en la Gerencia Económico-Financiera del Grupo Endesa en el Perú.

Impreso por
Cecosami Preprensa e Impresión Digital S. A.
en octubre del 2012
Calle Los Plateros 142, Ate
Lima, Perú
Teléfono 625-3535
ventas@cecosami.com
www.cecosami.com